

PROSPECTO



CENTRAL PUERTO S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA US\$ 1.000.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al programa de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$ 1.000.000.000 (Dólares estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas) creado por Central Puerto S.A. (“Central Puerto” “CPSA”, la “Sociedad”, la “Compañía” o la “Emisora”) para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), de conformidad con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificaciones (la “Ley de Obligaciones Negociables”) y demás normas vigentes (el “Programa”), las cuales podrán ser subordinadas o no subordinadas, emitirse con garantía flotante, especial o común (en forma indistinta, los “Títulos” o las “Obligaciones Negociables”), en todos los casos de acuerdo con lo que sobre el particular se indique en el suplemento de precio correspondiente a una clase y/o serie. Los Títulos podrán estar denominados en pesos, en dólares estadounidenses o en cualquier otra moneda. El plazo de duración del Programa en virtud del cual podrán emitirse Títulos, con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido, será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”). Los Títulos podrán ser emitidos en clases (cada una, una “Clase”) y cada clase podrá comprender una o más series (cada una, una “Serie”) de Títulos.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en el suplemento de precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un “Suplemento de Precio”). Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses o no, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente. Los intereses serán pagaderos en las fechas y en las formas que se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en el Suplemento de Precio correspondiente (incluyendo sin limitación lo expuesto bajo “Factores de Riesgo” e “Información sobre la Emisora”)

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

De acuerdo con lo que resuelva la Emisora respecto de una Clase y/o una Serie en el respectivo Suplemento de Precio, los Títulos podrán ser colocados tanto localmente como internacionalmente. La Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

La creación del Programa y la oferta pública de las Obligaciones Negociables ha sido autorizada por Resolución N° 17.812 de fecha 9 de septiembre de 2015 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores que suscriben 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 (tal como fuera modificada por la Ley N° 27.440 de Financiamiento Productivo, la “Ley de Mercado de Capitales”). El Directorio 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 aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

De acuerdo al artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, la CNV no autorizará la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tengan como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales la Emisora, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización -estos últimos en materia de su competencia-, y las personas que firmen el

Prospecto serán responsables de la información incluida en el mismo. De acuerdo con lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, los agentes colocadores que sean designados en un Suplemento de Precio de acuerdo con lo previsto en el Prospecto deben revisar diligentemente la información contenida en el mismo. Los terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que hubieren emitido opinión.

El presente Prospecto se encontrará a disposición de los interesados en las oficinas de la Emisora sitas en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina y/o de los agentes colocadores en los domicilios designados en relación con una Clase y/o Serie particular. Asimismo, el presente Prospecto podrá ser consultado en la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) (bajo el ítem “Información Financiera”) y en la página web institucional de la Emisora (www.centralpuerto.com).

CUIT: 33-65030549-9 Teléfono: (+54 11) 4317-5900 Av. Tomas Alva Edison 2701 -Dársena E – Puerto de Buenos Aires (C1104BAB) Ciudad de Buenos Aires - República Argentina inversores@centralpuerto.com / www.centralpuerto.com
--

La fecha de este Prospecto es 11 de junio de 2020

ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	4
NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO	6
EXIGIBILIDAD DE RESPONSABILIDAD CIVIL	7
DEFINICIONES	8
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN	9
HECHOS RECIENTES	12
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	18
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	110
TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS	115
FACTORES DE RIESGO	126
POLÍTICAS DE LA EMISORA	159
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	164
RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS	180
ANTECEDENTES FINANCIEROS	181
TIPO DE CAMBIO Y CONTROLES DE CAMBIO	235
CONTROLES DE CAMBIO	235
NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE DINERO	242
TRATAMIENTO IMPOSITIVO	246
PLAN DE DISTRIBUCIÓN	259

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar una decisión de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en el Suplemento de Precio correspondiente (complementados, en su caso, por los avisos correspondientes).

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Salvo por lo que se indique en la respectiva Clase de Obligaciones Negociables, no se ha autorizado a ningún organizador, agente colocador y/u otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en el Suplemento de Precio correspondiente, y si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora.

Ni este Prospecto ni el Suplemento de Precio correspondiente constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o el Suplemento de Precio correspondiente 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 jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

Ni la entrega de este Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, en ninguna circunstancia, significará que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE DICHAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN LA REPÚBLICA ARGENTINA CONFORME CON LAS NORMAS DE LA CNV.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

En caso que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos de Precio correspondientes a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos de Precio correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

La Emisora ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

Se ruega a los señores inversores analizar especialmente la descripción del régimen impositivo aplicable a las Obligaciones Negociables y la normativa vigente respecto a la prevención de lavado de dinero y las regulaciones cambiarias vigentes en Argentina contenidas en este Prospecto.

Aprobaciones Societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea de Accionistas de la Emisora del 20 de noviembre de 2014, mientras que el Directorio de la Emisora resolvió aprobar ciertos términos

y condiciones específicos del Programa, subdelegar en ciertos de sus miembros la facultad de determinar los términos y condiciones definitivos del Programa y solicitar la autorización para su creación en su reunión de fecha 6 de marzo de 2015. La asamblea de accionistas renovó las facultades delegadas en el directorio con fecha 30 de abril de 2020.

La actualización del Prospecto ha sido autorizada por el Directorio de la Emisora de fecha 10 de marzo de 2020.

Acerca de este Prospecto

La información provista en el presente Prospecto relativa a la Argentina y la economía argentina se basa en información pública disponible, y no hace ninguna representación o garantía al respecto. Ni Argentina, ni ninguna agencia gubernamental o división política garantizan de alguna manera las obligaciones de las presentes Obligaciones Negociables.

Algunos montos reflejados en este Prospecto están sujetos a redondeo. En función de ello, los totales de algunos cuadros pueden no ser la suma exacta de las demás cifras de dichos cuadros.

NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO

El presente Prospecto contiene estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros, principalmente en “Factores de Riesgo”, “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” e “Información sobre la Emisora”. Tales declaraciones sobre hechos futuros se basan fundamentalmente en las actuales opiniones, expectativas y proyecciones de Central Puerto respecto de los acontecimientos y tendencias financieras que incidirán en el futuro en el negocio de la Emisora. Muchos factores importantes, además de los que se analizan en otras secciones del presente Prospecto, podrían hacer que los resultados actuales de la Emisora difieran considerablemente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, incluidos, entre otros:

- i. cambios económicos, financieros, comerciales, políticos, legales, sociales o de otra índole en general, en Argentina
- ii. cambios en general en otro lugar de Latinoamérica o en los mercados desarrollados o emergentes;
- iii. cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las políticas o posiciones frente al otorgamiento de préstamos o la realización de inversiones en Argentina o en sociedades argentinas, incluso volatilidad en los mercados financieros local e internacional;
- iv. aumento de la inflación
- v. fluctuación del tipo de cambio, incluida una significativa devaluación del Peso
- vi. cambios en las leyes, normas y regulaciones aplicables al sector eléctrico argentino, incluyendo cambios al marco normativo vigente, cambios a los programas vigentes de incentivos para la inversión en capacidad de generación y reducción de subsidios gubernamentales a los consumidores.;
- vii. aumentos en costos de financiamiento o la incapacidad para obtener financiamiento de deuda o capital adicional en condiciones atractivas, lo que podría limitar la capacidad para financiar nuevas actividades de la Emisora;
- viii. intervención estatal, incluyendo medidas que resulten en cambios al mercado laboral, mercado de cambios o al sistema tributario argentino;
- ix. controversias o procedimientos legales o regulatorios contrarios;
- x. cambios en los precios y el suministro de gas natural o combustibles líquidos;
- xi. cambios en el precio de la energía y servicios relacionados;
- xii. cambios en el nivel de precipitaciones y agua acumulada;
- xiii. cambios en las regulaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos relacionados con nuestras actividades comerciales;
- xiv. competencia en el sector eléctrico argentino, como resultado de la construcción de nueva capacidad de generación;
- xv. riesgos inherentes a la demanda de y venta de energía;
- xvi. riesgo operativos relacionados con la generación, como también la transición y distribución de electricidad
- xvii. Riesgo crediticio derivado de los acuerdos crediticios con CAMMESA.
- xviii. capacidad para implementar la estrategia de negocios de la Emisora, incluyendo la capacidad de completar los planes de expansión y construcción a tiempo de conformidad con el presupuesto de la Emisora;
- xix. la capacidad de retener a miembros clave de su gerencia de primera línea y empleados técnicos clave
- xx. la relación de la Emisora con sus empleados; y
- xxi. otros factores analizados en “Factores de Riesgo” en este Prospecto.

Los términos “considera”, “podría”, “sería”, “estima”, “continúa”, “prevé”, “pretende”, “espera”, “anticipa” y otros similares tienen por objeto identificar declaraciones sobre hechos futuro. Estas declaraciones incluyen información relativa a los resultados de las operaciones, estrategias del negocio, planes financieros, posición competitiva, contexto del sector, las posibles oportunidades de crecimiento, efectos de las futuras reglamentaciones y efectos de la competencia que posible o supuestamente podrían producirse en el futuro. Estas declaraciones tienen validez únicamente en la fecha en que se otorgaron y la Emisora no asume obligación de actualizarlas en forma pública o de revisarlas después de la distribución del presente Prospecto debido a nueva información, hechos futuros u otros factores. En vista de los riesgos e incertidumbres descritos precedentemente, los hechos y circunstancias futuras que se analizan en este Prospecto podrían no ocurrir y no constituyen garantías de futuro desempeño. Debido a estas incertidumbres, los inversores no deben tomar ninguna decisión de invertir sobre la base de estas estimaciones y declaraciones de hechos futuros.

EXIGIBILIDAD DE RESPONSABILIDAD CIVIL

La Emisora es una sociedad anónima constituida en Argentina. La mayoría de sus directores y funcionarios ejecutivos nombrados en este Prospecto tienen su domicilio real en Argentina, y todos o sustancialmente todos los activos de la emisora y de dichas personas están situados en la Argentina o fuera de Estados Unidos. Por ende, podría no ser posible para los inversores correr traslado de las notificaciones judiciales dirigidas a la Emisora o tales personas dentro de Estados Unidos o hacer valer contra ellas o contra la Emisora sentencias dictadas en base a las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes federales en material de títulos valores de Estados Unidos o las leyes de dichas otras jurisdicciones.

Los asesores legales argentinos de la Emisora, es decir, el estudio jurídico Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, han indicado que no se puede saber a ciencia cierta si los tribunales de Argentina irán a hacer valer una acción original fundada pura y exclusivamente en las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de los Estados Unidos u otros países extranjeros, en todos los aspectos, con el mismo alcance y en la misma oportunidad que lo haría un tribunal estadounidense u otro tribunal extranjero; y que la exigibilidad en los tribunales argentinos de sentencias dictadas por tribunales de los Estados Unidos u otros países extranjeros, fundadas en las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de los Estados Unidos u otros países extranjeros, estará supeditada al cumplimiento de ciertos requisitos en virtud de la normativa argentina, entre ellos, que dicha sentencia no transgreda el orden público argentino.

Los tribunales de Argentina reconocerán y harán valer sentencias dictadas en el extranjero en tanto se cumplan los requisitos del artículo 517 y 519 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la exigibilidad se solicita ante los tribunales federales de Argentina. Entre estos requisitos se incluyen los siguientes: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en el estado en que se ha pronunciado, emane de tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción de cortes internacionales y sea consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción real sobre un bien mueble, si éste ha sido trasladado a la República Argentina durante o después del juicio tramitado en el extranjero; (ii) que la parte demandada contra la que se pretende ejecutar la sentencia hubiese sido personalmente citada y se haya garantizado su defensa en la acción extranjera; (iii) que la sentencia reúna los requisitos necesarios para ser considerada como tal en el lugar en que hubiere sido dictada y las condiciones de autenticidad exigidas por la ley de Argentina; (iv) que la sentencia no afecte los principios de orden público del derecho argentino; y (v) que la sentencia no sea incompatible con otra pronunciada, con anterioridad o simultáneamente, por un tribunal argentino.

DEFINICIONES

General

En este prospecto, salvo cuando se indique lo contrario o que del contexto surja otra interpretación, las referencias a:

- Los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés).
- La “Sociedad”, la “Emisora”, la “Compañía” y “Central Puerto,” aluden colectivamente a Central Puerto S.A. y sus subsidiarias consolidadas.
- “CAMMESA” aluden a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
- “CVO” alude a la Central Vuelta de Obligado.
- “CVOSA” aluden a Central Vuelta de Obligado, S.A.
- “Ecogas” aluden en forma colectiva a Distribuidora de Gas Cuyana “DGCU” y Distribuidora de Gas del Centro (“DGCE”).
- “Energía Base” aluden al marco regulatorio establecido en la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias.
- “Energía Plus” aluden al marco regulatorio establecido bajo la Resolución SE N° 1281/06, con sus modificatorias.
- “FONINVEMEM” aluden al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista y Programas Similares, incluyendo el acuerdo por la Central Vuelta de Obligado. Véase “*Foninvemem y Programas Similares*”.
- “HPDA” aluden a Hidroeléctrica Piedra del Águila.
- “LPC” aluden a la planta de La Plata.
- “LVFVD” aluden a liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase “*Información sobre la Emisora*” “*Foninvemem y Programas Similares*”.
- “MELC” aluden al mercado libre de cambios.
- “ventas bajo contratos” aluden a (i) ventas de energía en el mercado a término bajo contratos con contrapartes del sector privado y (ii) ventas de energía vendida en el marco del programa Energía Plus.
- el “mercado *spot*” aluden a energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente antes del marco regulatorio de Energía Base.
- “PPA” aluden a contratos de capacidad y suministro de energía con clientes.
- “YPF” aluden a YPF, S.A., la Emisora de petróleo y gas de propiedad del estado argentino.
- “MEM” aluden al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

Información Financiera

La Emisora prepara sus estados financieros de acuerdo con las Normas de la CNV, las cuales establecen que las entidades emisoras de acciones y/u obligaciones negociables, con ciertas excepciones, están obligadas a preparar sus estados financieros aplicando la Resolución Técnica N° 26 (y modificatorias) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que dispone la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) según las emitió el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés).

La Emisora lleva sus libros y registros contables y publica sus estados financieros en Pesos Argentinos, que es su moneda funcional.

Asimismo, los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 34 (“Información Financiera Intermedia”). En opinión de la gerencia, estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio incluyen toda la información necesaria para un apropiado entendimiento, por parte del público en general y posibles inversores, de los hechos y transacciones relevantes ocurridos con posterioridad a la emisión de los últimos estados financieros anuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y hasta la fecha de emisión de dichos estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio. Sin embargo, estos estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales preparados de conformidad con la NIC 1 (“Presentación de Estados Financieros”).

De acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 29, la reexpresión de los estados financieros es necesaria cuando la moneda funcional de una entidad es la de una economía hiperinflacionaria. Para definir un estado de hiperinflación, la NIC 29 brinda una serie de pautas orientativas, no excluyentes, consistentes en (i) analizar el comportamiento de la población, los precios, las tasas de interés y los salarios ante la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como una característica cuantitativa, que es la condición mayormente considerada en la práctica, comprobar si la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%. Si bien en los años recientes existió un crecimiento importante en el nivel general de precios, la inflación acumulada en tres años se había mantenido en Argentina por debajo del 100% acumulado en tres años. Sin embargo, debido a diversos factores macroeconómicos, la inflación trienal se ubicó en 2018 por encima de ese guarismo, a la vez que las metas del gobierno nacional, y otras proyecciones disponibles, indican que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo. A efectos de evaluar la mencionada condición cuantitativa, y también para reexpresar los estados financieros, la Comisión Nacional de Valores ha establecido que la serie de índices a utilizar para la aplicación de la NIC 29 es la determinada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas. Considerando el mencionado índice, la inflación fue de 53,8%, 47,64% y 24,79% en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Véase “*Factores de Riesgo – Al 1 de julio de 2018, el Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas*”.

Por lo tanto, los estados financieros, incluyendo las cifras correspondientes al ejercicio o período anterior (sin que este hecho modifique las decisiones tomadas en base a la información financiera correspondiente a dichos ejercicios o períodos), han sido reexpresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Sociedad (el peso argentino) conforme a lo establecido en la NIC 29 y en la Resolución General N° 777/2018 de la Comisión Nacional de Valores. Como resultado de ello, los estados financieros están expresados en la unidad de medida corriente al final del ejercicio o período sobre el que se informa. Véase “*Ciertas circunstancias que afectan la comparabilidad de la información financiera*”.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este prospecto y en los estados financieros que se incluyen en el mismo han sido redondeadas a efectos de facilitar su presentación. En algunos casos, las cifras porcentuales incluidas en este prospecto han sido calculadas sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por tal razón, ciertos montos porcentuales incluidos en este prospecto pueden variar respecto a los obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros incluidos en el presente. Es posible que otros importes que aparecen en este prospecto no sumen exactamente debido al redondeo.

Moneda

A los fines de este Prospecto, las referencias a “pesos”, “Pesos Argentinos” o “Ps.” significan la moneda de curso legal de la Argentina y las referencias a “dólares”, “dólares estadounidenses”, “USD” o “US\$” significan la moneda de curso legal de los Estados Unidos.

Tipos de cambio

La Emisora ha convertido algunos de los importes en Pesos Argentinos incluidos en este prospecto a Dólares Estadounidenses, utilizando las tasas especificadas exclusivamente a efectos de facilitar la lectura. Los importes en Pesos Argentinos para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 han sido convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio divisa vendedor mayorista publicado por Banco de la Nación Argentina (“Banco Nación”), al 30 de marzo de 2020 el tipo de cambio fue de Ps.65,75 por US\$1,00.

El Banco de la Reserva Federal de New York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso Argentino. La información equivalente en Dólares Estadounidenses que se presenta en este prospecto se brinda única y exclusivamente para facilitar la lectura y no debe interpretarse en el sentido de indicar que los importes en Pesos Argentinos han o pueden haber sido convertidos a Dólares Estadounidenses, a dichos tipos de cambio o a otro tipo de cambio.

El tipo de cambio divisa vendedor del Dólar Estadounidense publicado por el Banco Nación el 1 de junio de 2020 era de Ps. 68,63 por US\$ 1,00. Véase “*Tipo de Cambio y Controles de Cambio*”.

Información de terceros

La información que se expone en este prospecto inherente al entorno y a la evolución del mercado, y las tasas y tendencias de crecimiento en los mercados en los que opera la Emisora se basa en información publicada por el Gobierno Nacional y por los gobiernos locales de Argentina a través del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (“INDEC”) y el Ministerio de Obras Públicas, el Ministerio de Energía, el Banco Central, la Emisora Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”), la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad de Buenos Aires y la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis, como también en información de terceros independientes, datos estadísticos e informes generados por entidades no afiliadas y en nuestras propias estimaciones internas.

Con frecuencia, los estudios de mercado se basan en información y supuestos que pueden no ser exactos o adecuados. Este prospecto contiene también estimaciones realizadas por la Emisora en función de la información de mercado de terceros la cual, a su vez, es basada datos y cifras de mercado y otras fuentes de dominio público.

Aunque la Emisora no tiene razones para creer que cualquiera de la información o de las fuentes expuestas en el presente son inexactos en cualquier aspecto material, ni la Emisora ni los compradores iniciales han verificado las cifras, los datos de mercado u otra información sobre la que se basan los estudios de estos terceros. A su vez, dichos terceros tampoco han verificado las fuentes externas sobre las que se basan dichas estimaciones. Ni la Emisora ni los compradores iniciales garantizan o asumen responsabilidad por la exactitud de la información de estudios de terceros presentada en este prospecto, ni tampoco por la exactitud de la información sobre la que se basan tales estimaciones.

Este prospecto también contiene estimaciones de datos de mercado e información derivada de las mismas que no se puede obtener de publicaciones realizadas por agencias de estudio de mercado u otras fuentes independientes. Esa información se basa en nuestras estimaciones internas. En numerosos casos, no hay información de dominio público sobre dichos datos de mercado, por ejemplo, a través de asociaciones de la industria, autoridades públicas u otras organizaciones e instituciones. Consideramos que estas estimaciones internas de datos de mercado y la información derivada de éstas son útiles para que los inversores puedan comprender mejor la industria en la que opera la Emisora, como también su posicionamiento dentro de la misma. Si bien la Emisora cree que sus observaciones internas acerca del mercado son confiables, sus estimaciones no son revisadas o verificadas por fuentes externas.

La Emisora no asume responsabilidad por la exactitud de sus estimaciones y por la información derivada de éstas. Dichas estimaciones pueden diferir de las realizadas por los competidores de la Emisora o de las futuras estadísticas facilitadas por agencias de investigación de mercado u otras fuentes independientes. La Emisora no puede garantizar que sus estimaciones o supuestos sean precisos o que reflejen con exactitud el estado y la evolución de la industria, o su posición dentro de la misma.

Ciertas circunstancias que afectan la comparabilidad de la información financiera

Los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de diciembre de 2019, aplicando la guía de NIC 29.

Los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 (y su respectiva información comparativa por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019) han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2020, aplicando la guía de NIC 29.

No hemos reexpresado los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 31 de 2019, 2018 y 2017 para medirlos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2020, el período financiero más reciente incorporado al presente Prospecto. En consecuencia, dichos estados financieros y los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 no son comparables. El cambio en el índice general de precios entre el 31 de diciembre de 2019 y el 31 de marzo de 2020 fue de 7,6%.

HECHOS RECIENTES

Acontecimientos políticos y económicos recientes en Argentina

Alberto Fernández fue el candidato presidencial electo por el Frente de Todos en las elecciones primarias, abiertas, simultáneas y obligatorias (PASO) que se llevaron a cabo en Argentina el 11 de agosto de 2019, obteniendo finalmente la victoria en segunda vuelta en las elecciones presidenciales nacionales celebradas el 27 de octubre de 2019, en las que el Frente de Todos se impuso por aproximadamente el 48,24% de los votos. Alberto Fernández asumió como Presidente de la Nación el 10 de diciembre de 2019.

El 17 de diciembre de 2019, el gobierno de Alberto Fernández presentó un proyecto de ley en el que propuso un amplio espectro de reformas económicas y sociales al Congreso de la Nación, resultando en la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (la “Ley de Solidaridad”), promulgada luego por el presidente Alberto Fernández el 23 de diciembre de 2019. La nueva ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Asimismo, la Ley de Solidaridad delega ciertas facultades legislativas en el Poder Ejecutivo con el propósito de hacer frente a la crisis social y económica, como así también ajustar el perfil de la deuda pública de Argentina. A continuación se detallan las principales reformas introducidas por la Ley de Solidaridad:

1. *Deuda pública y su sustentabilidad*: se faculta al Poder Ejecutivo nacional a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina. También se autoriza al gobierno argentino a emitir letras denominadas en dólares por un monto de hasta U\$S 4.571 millones a nombre del Banco Central, a cambio de reservas a ser destinadas exclusivamente a cancelar obligaciones de deuda de la República Argentina denominadas en moneda extranjera.
2. *Sistema energético*: se faculta al Poder Ejecutivo nacional a congelar las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal por un plazo máximo de hasta 180 días, comenzando a partir del 23 de diciembre de 2019, y a iniciar un proceso de renegociación integral de dichas tarifas con las compañías que brindan dichos servicios públicos. Se autoriza también al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENERGAS) por el término de un año.
3. *Obligaciones tributarias*: se incrementaron las alícuotas del impuesto a las ganancias, impuesto a los bienes personales, impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias, derechos de exportación e importación y aportes y contribuciones con destino a la seguridad social, aprobándose también un nuevo régimen de reintegros.

A su vez, la nueva ley crea el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“Impuesto PAIS”), un tributo especial aplicable a determinadas operaciones en moneda extranjera.

4. *Salarios*: la Ley de Solidaridad autoriza al Poder Ejecutivo nacional a fijar incrementos salariales mínimos que los empleadores del sector privado estarán obligados a pagar a sus trabajadores.
5. *Haberes previsionales*: con efecto a partir de la fecha de promulgación de la Ley de Solidaridad, se suspende por el plazo de 180 días el uso de la fórmula de ajuste periódico de los haberes jubilatorios. Finalizado el plazo de suspensión, el Poder Ejecutivo nacional definirá una nueva fórmula que se utilizará para calcular trimestralmente los ajustes necesarios a dichos haberes.

Desde que asumió su mandato, la administración de Alberto Fernández ha anunciado e implementado otras reformas económicas y políticas, entre ellas: (i) la extensión de los controles cambiarios implementados anteriormente; (ii) la duplicación de la indemnización por despido que los empleadores deberán pagar a sus empleados en caso de prescindir de sus servicios sin causa justificada; (iii) la prórroga del vencimiento de Letras del Tesoro denominadas en dólares estadounidenses; (iv) la reducción y el consiguiente congelamiento de los precios de los medicamentos hasta el 1 de febrero de 2020; (v) la suspensión del Consenso Fiscal 2018 con el propósito de incrementar la autonomía fiscal de las provincias; y (vi) el congelamiento de las tarifas de transporte público en el área metropolitana de Buenos Aires.

Asimismo, en repuesta a la creciente incertidumbre económica que imperó en Argentina en 2019, el Banco Central implementó una serie de medidas monetarias en pos de controlar la volatilidad del tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense y frenar la salida de reservas internacionales. En octubre de 2019, el Banco Central introdujo nuevas normas que rigen el acceso al mercado de cambios por parte de personas físicas y jurídicas, entre las que se incluyen límites mensuales a la compra de divisas por parte de personas físicas en Argentina. Dentro de las restricciones del mes de octubre de 2019, se dispuso también que los residentes argentinos solo podrían retirar moneda extranjera en el exterior utilizando tarjetas de débito nacionales únicamente en la medida en que el correspondiente débito se realice en cuentas bancarias nacionales denominadas en moneda extranjera. Asimismo, las entidades financieras autorizadas a operar en cambios que realicen operaciones por un monto igual o superior a U\$S 2 millones, sea por cuenta

propia o por cuenta y orden de sus clientes, están obligadas a notificar al Banco Central con dos días hábiles de antelación a consumir la operación.

Las nuevas medidas introducidas en octubre 2019 también inciden en el régimen de importación de bienes a la República Argentina y el pago de esas importaciones. Los importadores están obligados a declarar a la Aduana, en el término de 90 días, el ingreso de bienes importados pagados por anticipado adquiridos a proveedores no relacionados. En cambio, el pago anticipado de importaciones a proveedores relacionados con el importador requiere de la autorización previa del Banco Central. Los importadores pueden acceder al mercado de cambios para efectuar el pago de los bienes importados o para satisfacer obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera relacionadas con el financiamiento de la importación, única y exclusivamente en tanto se cumplan ciertas condiciones, las que incluyen el requisito de declarar y registrar los bienes en el sistema SEPAIMPO (“Seguimiento de Pagos de Importaciones”).

Con fecha 31 de octubre de 2019, el Banco Central emitió otra resolución restringiendo el acceso de las entidades financieras al mercado de cambios para realizar pagos originalmente efectuados con tarjetas de crédito o débito emitidas en Argentina por operaciones relacionadas con actividades de juegos de azar y apuestas, compra de criptoactivos, transferencia de fondos a cuentas de inversión en administradores radicados en el exterior, realización de operaciones de cambio en el exterior, o transferencia de fondos a cuentas de proveedores de servicios. Asimismo, el Banco Central estableció un monto máximo de U\$S 50 por operación que podrán otorgar las entidades financieras como adelantos en efectivo a los tarjetahabientes en el exterior.

Con fecha 7 de noviembre de 2019, el Banco Central aclaró ciertos aspectos del régimen cambiario argentino. En este sentido, las entidades financieras pueden dar acceso al mercado de cambios a residentes argentinos para cancelar capital e intereses de deudas denominadas en moneda extranjera, o para constituir garantías por los montos exigibles en tanto (1) se trate de obligaciones de deuda relacionadas con el financiamiento de operaciones de importación o exportación y los pagos en divisa estén estipulados por contrato; (2) los fondos en moneda extranjera adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales, salvo que se hubiese estipulado que dichos fondos sean depositados en el exterior en el marco de un contrato celebrado con anterioridad al 31 de agosto de 2019; (3) el monto de los depósitos acumulados en moneda extranjera que pueden ser afectados al pago del servicio de la deuda no supere el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios relativo a dicho endeudamiento; (4) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto (3); (5) la entidad financiera interviniente haya verificado los acuerdos subyacentes del deudor que estipulan el endeudamiento en moneda extranjera y que el acceso al mercado de cambios por parte del deudor, conforme a lo previsto en dichos acuerdos, cumpla con la normativa del Banco Central. Es importante destacar también que los fondos en moneda extranjera que no se apliquen a la cancelación del servicio de la deuda comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los cinco días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

El 5 de diciembre de 2019, el Banco Central aclaró que las deudas de carácter financiero con el exterior desembolsadas a partir del 1 de septiembre de 2019 solo deberán ser ingresadas al país y liquidadas en pesos en el mercado de cambios en la medida en que el deudor pretenda acceder a él posteriormente a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. Esta disposición también es aplicable respecto de las emisiones de residentes argentinos de títulos con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera.

El 28 de diciembre de 2019, el gobierno de Alberto Fernández emitió el Decreto N° 91/2019 haciendo extensivo a exportadores el requisito de ingresar los fondos obtenidos de sus operaciones de exportación, conforme lo reglamentado por el Banco Central.

El 21 de abril de 2020, el gobierno argentino anunció su oferta de canje de bonos bajo ley extranjera por un monto total de aproximadamente U\$S64.000 millones por bonos nuevos. El gobierno argentino no efectuó el pago de intereses de tres bonos denominados en dólares estadounidenses que vencían el 22 de abril de 2020, amparándose en el período de gracia de 30 días previsto en el contrato de fideicomiso. A la fecha de este Prospecto, no se puede asegurar si los acreedores aceptarán o no la oferta de canje o si se entablarán otras negociaciones y presentarán otras propuestas, ni cuáles serán las consecuencias de tales negociaciones.

Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Los acontecimientos económicos y políticos de Argentina, así como las futuras políticas del gobierno argentino, podrían afectar a la economía y las operaciones del sector energético, incluyendo las operaciones de Central Puerto”* y *“Controles de cambio”*.

Medidas diseñadas en respuesta al brote de Covid-19

A fines de diciembre de 2019, se detectó por primera vez en Wuhan, provincia de Hubei, una nueva forma de neumonía (COVID-19, provocada por una cepa de coronavirus), la cual fue informada a la Organización Mundial de la Salud, verificándose al poco tiempo casos confirmados en diversas provincias de China y también en otros países. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró al COVID-19 como pandemia. Desde entonces, los gobiernos de países con amplias franjas de la población afectadas por el coronavirus, entre ellos, los países de la Unión Europea, el Reino Unido, Estados Unidos de América, Corea del Sur y Japón, entre otros, comenzaron a tomar medidas para controlar la proliferación del coronavirus, tales como

cuarentenas obligatorias, restricciones para viajar hacia o desde los países enumerados más arriba impuestas por compañías aéreas y gobiernos extranjeros. Al 26 de abril de 2020, Argentina llevaba identificados 3.892 casos confirmados de coronavirus, de los cuales 192 fueron víctimas fatales. A la fecha, Argentina ha adoptado diversas medidas en respuesta al brote de COVID-19 dentro del país, tendientes a prevenir el contagio masivo y el colapso del servicio de salud nacional. Dichas medidas se describen a continuación (en orden cronológico):

- Del 26 de febrero al 12 de marzo de 2020: control de pasajeros en aeropuertos; aislamiento obligatorio por el término de 14 días de personas con casos sospechosos o confirmados de COVID-19, personas que hubiesen tenido contacto directo con casos sospechosos o confirmados de COVID-19 y personas que estuviesen llegando o hubiesen llegado recientemente de zonas afectadas; cierre de actividades con concentración masiva de personas; prohibición de espectáculos deportivos con público presente.
- Del 13 al 15 de marzo de 2020: vigilancia más estricta de las fronteras argentinas; suspensión de vuelos por parte de varias aerolíneas y adopción de normas para coordinar vuelos de repatriación de residentes argentinos; cierre de parques nacionales y áreas protegidas; cierre de escuelas (salvo para fines administrativos o para brindar asistencia alimentaria).
- Del 16 al 18 de marzo de 2020: cierre de las fronteras argentinas; suspensión de vuelos domésticos y de trenes y autobuses de larga distancia; suspensión del campeonato de fútbol nacional; licencias laborales temporarias para embarazadas, personas mayores de 60 años y otras personas consideradas dentro del grupo de riesgo especial en caso de infección; autorización para empleados públicos del gobierno federal para trabajar desde el hogar (excepto por aquellos afectados a servicios esenciales); fomento de políticas de trabajo desde el hogar en el sector privado, e inicio de obras de construcción de ocho hospitales modulares.
- 20 de marzo de 2020: declaración de la cuarentena obligatoria en todo el país, con tránsito restringido a ciertas “actividades esenciales”. Despliegue de fuerzas de seguridad para exigir el cumplimiento de la cuarentena.
- Del 20 de marzo al 2 de abril de 2020: asistencia a residentes argentinos en el exterior; endurecimiento de las normas que rigen el cierre de fronteras argentinas; extensión de la cuarentena nacional hasta el 12 de abril de 2020.
- 11 de abril de 2020: extensión de la cuarentena obligatoria nacional hasta el 26 de abril de 2020. Inclusión de otras “actividades esenciales” exentas de la cuarentena obligatoria.
- 26 de abril de 2020: extensión de la cuarentena obligatoria nacional hasta el 10 de mayo de 2020. Inclusión de otras “actividades esenciales” exentas de la cuarentena obligatoria.
- 10 de mayo de 2020: extensión de la cuarentena obligatoria nacional hasta el 24 de mayo de 2020. Inclusión de otras “actividades esenciales” exentas de la cuarentena obligatoria.

Al mismo tiempo, el gobierno argentino anunció y está implementando paquetes de estímulo para atenuar los efectos de la pandemia de COVID-19 en la economía. Las medidas incluidas en estos paquetes incluyen entre otras:

- un bono de carácter excepcional y por única vez de Ps. 3.100 para beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo;
- un bono de carácter excepcional y por única vez de Ps.3.000 destinado a jubilados que cobran la jubilación mínima (actualmente de Ps. 15.892) y para aquellos que reciben haberes superiores al mínimo, pero de menos de Ps. 18.892, situación en la que se encuentran unos 4,6 millones de jubilados;
- un bono de carácter excepcional y por única vez de Ps. 3.000 para beneficiarios de planes sociales, destinado a unas 556.000 personas;
- un bono de carácter excepcional y por única vez de Ps. 10.000, el cual se otorgará a aproximadamente 7.785.000 de personas desempleadas y con empleos informales, entre otros destinatarios socialmente vulnerables;
- un programa de inversiones de capital en infraestructura, educación y turismo por unos Ps. 100.000 millones;
- una exención del pago de aportes patronales para compañías de sectores vulnerables, un incremento en el seguro de desempleo y el pago en cabeza del gobierno argentino de una parte de los sueldos de empresas afectadas, con nóminas de menos de 100 empleados;

- aproximadamente unos Ps. 30.000 millones en préstamos para capital de trabajo a tasa subsidiada destinados a Pymes otorgados a través del sistema financiero; y
- una asignación abonada por el gobierno nacional para los trabajadores en relación de dependencia del sector privado equivalente al 50% del salario neto del trabajador correspondiente al mes de febrero de 2020.

Otras medidas adoptadas por el gobierno argentino para mitigar los efectos de la pandemia de COVID-19 en la economía incluyen:

- Prohibición de desconectar los servicios de energía eléctrica, gas natural, agua corriente, telefonía fija, telefonía móvil, Internet y televisión por cable por falta de pago de menos de tres facturas comenzando a partir del 1 de marzo de 2020 y por un plazo de 180 días, aplicable a ciertos usuarios vulnerables identificados en el Decreto No. 311/2020.

El mencionado decreto establece también que las compañías que ofrecen los servicios descriptos más arriba deberán otorgar facilidades para que sus usuarios puedan pagar las deudas generadas durante el citado plazo de 180 días, siguiendo las pautas que determine la autoridad de aplicación pertinente con la aprobación del Ministerio de Desarrollo Productivo. Asimismo, la Resolución N° 173/2020 del Ministerio de Desarrollo Productivo (vigente desde el 18 de abril de 2020) prevé las normas para la implementación del Decreto N° 311/2020. Dicha resolución, en su Artículo 6, establece que las empresas que brindan el servicio público de distribución de energía eléctrica deben informar al ENRE (a los entes o autoridades provinciales según corresponda) y a la Secretaría de Energía, dentro de los 30 días posteriores a la sanción de dicha resolución, las condiciones y/o modalidades de pago que ofrecerán a los beneficiarios alcanzados por el Decreto No. 311/2020. La resolución también estipula que los servicios de distribución de energía eléctrica serán pagaderos en 30 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, comenzando la primera de ellas con la primera factura regular a ser emitida por las distribuidoras a partir del 30 de septiembre de 2020, ello sin perjuicio de que el usuario pueda solicitar su cancelación con anterioridad y/o en menor cantidad de cuotas.

La Resolución N° 173/2020 dispuso también que las empresas distribuidoras deberán informar mensualmente al ENRE (o a los entes o autoridades provinciales según corresponda) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), los montos facturados a sus usuarios afectados a las condiciones y/o modalidades de pago efectivamente ofrecidas a estos, conforme a los términos del Decreto N° 311/2010, a los fines de que CAMMESA (previa instrucción de la Secretaría de Energía) replique las mismas condiciones a las distribuidoras de energía eléctrica para adquirir el mismo volumen de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Por su parte, el Artículo 6 de la Resolución N° 173/2020 también dispone que la Secretaría de Energía deberá instruir a CAMMESA, en el plazo de 30 días a partir de la sanción de dicha resolución, las condiciones y/o modalidades de pago a implementar a los Grandes Usuarios del MEM comprendidos en alguno de los supuestos alcanzados por el Artículo 3° del precitado decreto, conforme surja del informe de la unidad de coordinación que establece esa resolución.

- Suspensión de ciertas multas e inhabilitaciones por fondos insuficientes en cuentas corrientes hasta el 30 de abril de 2020, y la autorización para que los bancos otorguen préstamos a empresas con deudas pendientes con la ANSES y la AFIP;
- Congelamiento, con efecto a partir del 6 de marzo de 2020 y por el término de 30 días, de los precios de ciertos productos esenciales, entre ellos, alimentos, artículos de cuidado personal, medicamentos e insumos médicos.
- Imposición de precios máximos para bienes y servicios adquiridos por el gobierno para hacer frente a la emergencia sanitaria.
- Suspensión de los incrementos en los alquileres, extensión del plazo de contratos de locación y suspensión de desalojos por falta de pago de alquileres hasta el 30 de septiembre de 2020.
- Congelamiento de pagos de préstamos hipotecarios y ciertos préstamos UVA.
- Adopción del Programa de Recuperación Productiva (“REPRO”) en virtud del cual el gobierno financia una parte del salario mensual de empleados del sector privado que trabajan en empresas afectadas por la pandemia y que han sufrido mermas en sus ingresos.
- Prohibición de realizar despidos sin causa o suspender trabajadores.

- Reducción de las cargas previsionales e impositivas en cabeza de proveedores de servicios de salud tendientes a fortalecer el sector sanitario y asegurar la asistencia médica.
- Reducción de los plazos aplicables a reintegros a las operaciones de exportación para empresas del sector industrial.
- Requisito de obtener la autorización previa del gobierno para operaciones de exportación de insumos y equipos médicos necesarios para superar la pandemia.
- Un pago de carácter excepcional y por única vez de Ps. 5.000 a empleados del sector público que trabajan en los sectores de salud, seguridad y defensa nacional.
- Eliminación de derechos de importación aplicables a ciertos bienes esenciales, entre ellos, alcohol, artículos de laboratorio o farmacéuticos, guantes descartables, desinfectantes y otros equipos e insumos relacionados con la salud.
- Suspensión hasta el 30 de abril de 2020 de embargos y ejecuciones fiscales por parte de la AFIP para Pymes.
- Asistencia del gobierno argentino a las provincias por la suma total de Ps. 120.000 millones.

Véase *“Factores de riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—El nuevo coronavirus podría tener un efecto negativo en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora”*.

Nuevo marco regulatorio de Energía Base – Resolución N° 31/20

Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/20, la cual reemplaza el marco regulatorio de Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020. Los principales cambios fueron los siguientes:

- Los precios se fijan en pesos argentinos.
- Aunque el precio variable inicial de la energía está denominado en pesos argentinos, el mismo prácticamente no sufrió variaciones. El tipo de cambio aplicable entre el nuevo precio denominado en pesos argentinos y el precio anterior denominado en dólares estadounidense fue de Ps. 60 por U\$S 1,00, es decir, semejante al tipo de cambio promedio del mes de enero de 2020 (Ps. 60,01 por U\$S 1,00).
- El precio inicial de la energía generada por unidades térmicas se redujo aproximadamente un 16% y está fijado en pesos argentinos.
- Las unidades de generación con un Factor de Uso menor a 30% en los últimos 12 meses reciben el 60% del precio, en comparación con el 70% que recibían anteriormente. Asimismo, si el Factor de Uso se encuentra comprendido dentro del umbral del 30 al 70%, entonces, las unidades de generación reciben una proporción lineal de entre el 60% y el 100% del precio de la energía. Si el Factor de Uso es del 70% o más, las unidades de generación reciben el 100% del precio.
- El precio fijo inicial de la energía para centrales hidroeléctricas se redujo aproximadamente un 45 % y se fija en pesos argentinos.
- Se estableció un nuevo régimen de remuneración para generación en horas de demanda pico para mitigar parcialmente el precio fijo de la energía, considerando los equipos que posee la empresa generadora.
- Los precios fijados en pesos se ajustarán mensualmente aplicando la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPIM (indicado en el Anexo VI de la Resolución N° 31/20).

No obstante, con fecha 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía habría aparentemente ordenado a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI relacionado al mecanismo de ajuste de precios que se describe en *“Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual.”* Por consiguiente, CAMMESA no aplicó el mecanismo de ajuste de precios a los pagos mensuales correspondientes a marzo de 2020 en virtud de Energía Base. La Compañía está evaluando los efectos que podría tener la no aplicación del citado Anexo VI, así como los pasos a seguir en ese sentido.

Transferencia de la Termoeléctrica José de San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano y dilución de la participación en el capital de TJSM y TMB

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía tenía una participación del 30,8752% en TJSM y una participación del 30,9464 % en TMB, ambas sociedades dedicadas a gestionar la compra de equipos y a construir, operar y mantener centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINVEMEM. La Compañía tiene derecho a designar a dos de los nueve miembros del directorio de cada sociedad. A la fecha de este Prospecto, la Compañía también posee una participación del 56.19% en el capital de CVOSA, sociedad que opera la central térmica en Timbúes.

Una vez transcurridos diez años de operaciones, cada sociedad tiene derecho a recibir derechos de propiedad en esas centrales de parte de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente. En ese momento, finaliza la duración de dichos fideicomisos y el gobierno argentino, que financió parte de la construcción, debe ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. Como consecuencia de ello, las participaciones de la Compañía en el capital de TJSM y TMB se verán significativamente diluidas. En el caso de TMB y TJSM, el plazo de diez años finalizó el 7 de enero de 2020 y el 2 de febrero de 2020, respectivamente. A partir de esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas deben llevar a cabo todos los trámites y las gestiones necesarios para que el gobierno argentino reciba las acciones representativas de su participación en el capital de TJSM y TMB que le corresponden, habida cuenta de los aportes de capital que ha efectuado en estas sociedades. Las restricciones impuestas por el gobierno argentino desde el 20 de marzo de 2020 en respuesta a la epidemia de COVID-19 imposibilitaron la realización de dichos trámites y gestiones dentro del citado plazo de 90 días. Por consiguiente, TJSM y TMB invocaron tales circunstancias como un supuesto de fuerza mayor y pospusieron las gestiones hasta mayo de 2020.

El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino envió una notificación a la Compañía indicando que, de acuerdo con el Contrato con FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas compañías, reclamando, en cada caso, participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, respondió a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Contrato con FONINVEMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no puede estimar los efectos exactos de la posible dilución de sus participaciones en TJSM y TMB debido a que la participación del gobierno argentino en estas sociedades se encuentra en discusión.

Véase *“Información sobre la Emisora— FONINVEMEM y programas similares.”*

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia y desarrollo de la Emisora

Central Puerto S.A. fue constituida por el Decreto Nro. 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional, el 26 de febrero de 1992. La Emisora fue creada en el marco del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”), donde las actividades de generación, transporte, distribución y venta de energía fueron privatizadas. Central Puerto fue inscrita en Registro Público de Comercio de Buenos Aires de la Capital Federal el 13 de marzo de 1992 y su plazo de duración es de 99 años contados a partir de dicha inscripción.

El 1 de abril de 1992, Central Puerto S.A., el consorcio adjudicatario, tomó posesión sobre las plantas de SEGBA, Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, iniciando así sus operaciones la Emisora. En noviembre del año 1999 la planta de Puerto Ciclo Combinado, que fue construida en los terrenos de Nuevo Puerto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, comenzó a operar. En 2001, Central Puerto S.A. fue adquirida por la empresa francesa TOTAL. A fines de 2006, Sociedad Argentina de Energía S.A. (“SADESA”) tomó participación mayoritaria en Central Puerto S.A.

Las acciones de la Emisora se encuentran listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. bajo el símbolo “CEPU”.

Reseña

Central Puerto es una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos facilitados por CAMMESA. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la energía eléctrica generada por la Emisora ascendió a un total de 14.849 GWh netos, representando aproximadamente un 17,51% del total de energía generada por empresas del sector privado en el país durante ese período, según datos suministrados por CAMMESA. Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía una capacidad instalada de 4.273 MW.

La Emisora tiene una cartera de activos de generación diversificada en términos geográficos y tecnológicos, con plantas distribuidas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Neuquén, Río Negro, y Santa Fe. La Emisora utiliza tecnologías convencionales y renovables (incluida energía hidroeléctrica) para generar energía y sus activos de generación incluyen unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, cogeneración, centrales de generación hidroeléctrica y turbinas eólicas.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que la Emisora operaba al 31 de diciembre de 2019.

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología
Puerto Nuevo(1)	Ciudad de Buenos Aires	589,00	Turbinas a gas
Puerto(1)	Ciudad de Buenos Aires	360,00	Turbinas a gas
Puerto de Ciclo Combinado(1)	Ciudad de Buenos Aires	765,00	Ciclo combinado Turbinas a vapor, turbinas a gas, ciclos combinados, mini turbina hidráulica y cogeneraciones para generación de energía eléctrica y vapor asociado
Planta Luján de Cuyo	Provincia de Mendoza	595,32	Turbina de gas
Brigadier López	Provincia de Santa Fe	280,50	Turbina de gas
Planta Piedra del Águila	Piedra del Águila (Río Limay, en el límite de las provincias de Neuquén y Río Negro)	1.440,00	Planta Hidroeléctrica
Parque Eólico La Castellana I ⁽²⁾	Provincia de Buenos Aires	100,80	Turbinas eólicas
Parque Eólico La Castellana II ⁽²⁾	Provincia de Buenos Aires	14,40	Turbinas eólicas
Parque Eólico La Genoveva II	Provincia de Buenos Aires	41,80	Turbinas eólicas
Parque Eólico Achiras ⁽²⁾	Provincia de Córdoba	48,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico Manque	Provincia de Córdoba	38,00	Turbinas eólicas
Total		4.272,82 MW	

(1) Parte del “Complejo Puerto” se define en la sección “Información sobre la Emisora”.

(2) Los parques eólicos La Castellana I, La Castellana II, Achira, Manque y la Genoveva II son propiedad de CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP Manque S.A.U., y Vientos La Genoveva II S.A.U., respectivamente, en los cuatro primeros casos, subsidiarias de propiedad absoluta de CP Renovables S.A., mientras que la última es una subsidiaria de propiedad absoluta de Central Puerto S.A. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 70% en el capital de CP Renovables. Al 31 de diciembre de 2019, el parque eólico Manque tenía una capacidad instalada de 38 MW. El 23 de enero de 2020, la capacidad de la central se incrementó a 53,20 MW, y el 3 de marzo de 2019, se incrementó

a 57 MW, siendo esta última la capacidad total del proyecto. Este incremento en la capacidad instalada de la central no está incluido en la tabla anterior.

Al 31 de diciembre de 2019, el parque eólico La Castellana II tenía una capacidad instalada autorizada de 14,40 MW. Con fecha 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó su autorización para incrementar la producción destinada a la red hasta 15,20 MW. Este incremento en la capacidad instalada de la central no está incluido en la tabla anterior.

El 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial del parque eólico Los Olivos para una capacidad de generación de hasta 22,80 MW, la cual no está incluida en la tabla anterior.

Por otra parte, la Emisora participa en dos programas—el Acuerdo FONINVEMEM y el Acuerdo CVO—ambos administrados por CAMMESA por instrucción del Ministerio de Energía (para más información, véase “*Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares*”). El gobierno argentino creó el FONINVEMEM con el propósito de saldar los créditos pendientes con empresas generadoras de energía eléctrica, como Central Puerto, por ventas de energía eléctrica entre 2004 y 2011, y financiar la expansión y el desarrollo de nueva capacidad de generación. Como resultado de la participación de la Emisora en este programa, la misma recibe pagos mensuales por algunos de sus créditos pendientes con CAMMESA. Asimismo, la Emisora posee una participación en el capital de las sociedades que operan los nuevos proyectos de ciclo combinado realizados bajo el Acuerdo FONINVEMEM y el Acuerdo CVO; por lo tanto, adquirirá la titularidad de la parte correspondiente de dichos proyectos de ciclo combinado.

Durante 2019, la Compañía cobró créditos de FONINVEMEM por la suma de Ps. 1.130 millones y créditos de CVO por la suma de Ps. 8.450 millones (incluidas las cuotas 1 a 10 que estaban pendientes en 2018), medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora poseía participaciones en el capital de las sociedades que operan las siguientes centrales térmicas de FONINVEMEM:

Central eléctrica	Sociedad operativa	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	Participación porcentual en la sociedad operativa ⁽¹⁾
San Martín	Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM)	Timbúes, Provincia de Santa Fe	865	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,8752%
Manuel Belgrano	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)	Campana, Provincia de Buenos Aires	873	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	30,9464%
Vuelta de Obligado	Central Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)	Timbúes, Provincia de Santa Fe	816	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en marzo de 2018	56,1900%

(1) En cada caso, Central Puerto es la empresa generadora del sector privado con mayor participación accionaria.

Una vez transcurridos diez años de operaciones (hecho que ocurrió el 2 de febrero de 2020 para el caso de TJSM y el 7 de enero de 2020 para el caso de TMB y ocurrirá el 20 de marzo de 2028 para el caso de CVOSA), cada sociedad quedará habilitada a recibir derechos de propiedad en esas centrales eléctricas de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente. Dado que el gobierno argentino financió una parte de la construcción, se transformará en accionista de TJSM, TMB y CVOSA; tras lo cual la participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente*”.

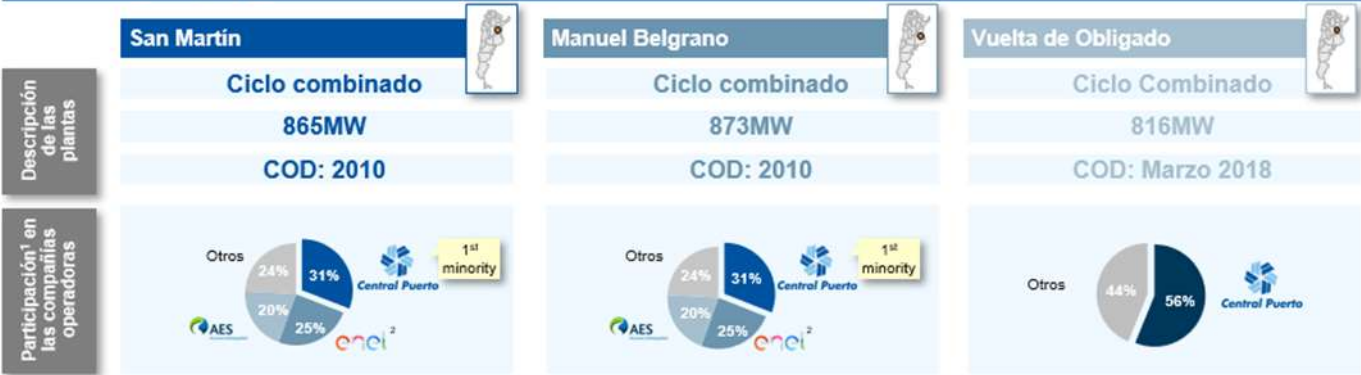
El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino notificó a la Compañía informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y las gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas sociedades reclamando, en cada caso, participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, respondió a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Acuerdo FONINVEMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas. Con fecha 4 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino reiteró su reclamo anterior a la Compañía. A la fecha de este

Prospecto, Central Puerto está evaluando los pasos a seguir en este sentido. Por ende, no puede estimar con precisión la posible dilución de sus participaciones en el capital de TJSM y TMB. En el caso de CVOSA, la participación del gobierno argentino será de, al menos, un 70% conforme a lo previsto en los acuerdos de FONINVEEMEM para CVOSA. La eventual dilución de la participación de la Emisora en TJSM, TMB o CVOSA podría reducir sus ganancias y, por consiguiente, afectar adversamente el resultado de sus operaciones. Véase “*Información sobre la Emisora—FONINVEEMEM y programas similares.*”

Los siguientes gráficos muestran el total de activos de la Emisora en virtud del programa FONINVEEMEM:

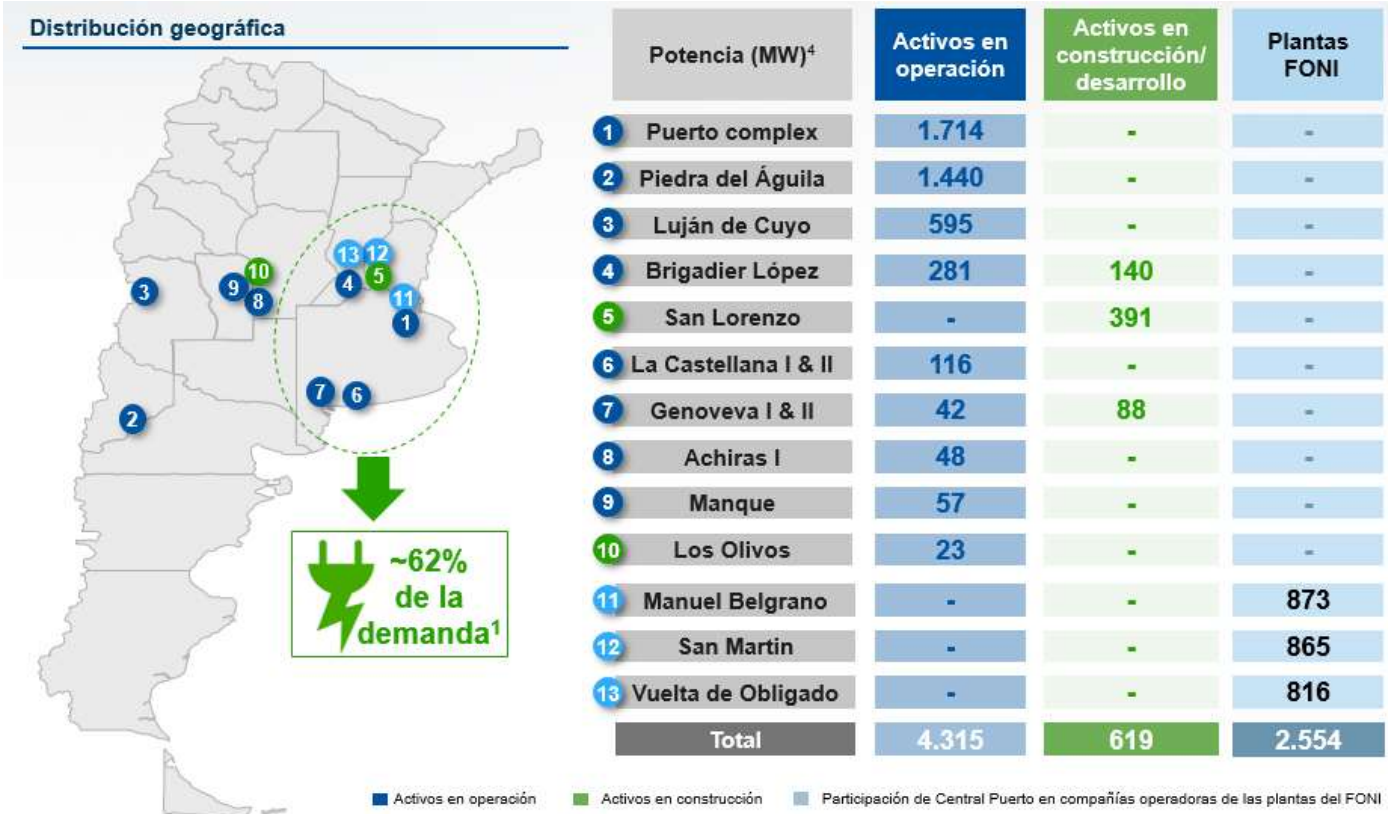
Activos bajo el programa FONINVEEMEM



(1) Estructura de propiedad anterior a la transferencia de la central a la sociedad operativa y a la incorporación del gobierno argentino. Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.

Fuente: TJSM, TMB y CVOSA

El siguiente gráfico describe la ubicación de las plantas e inversiones en empresas de energía de Central Puerto en Argentina, con indicación de la respectiva capacidad instalada de cada una, al 31 de marzo de 2020:



- (1) “Activos en construcción” alude a (a) los parques eólicos Los Olivos que dieron inicio a sus operaciones en febrero de, 2020, La Genoveva I, el cual se encuentra actualmente en construcción, el incremento de la capacidad instalada del parque eólico Manque, el cual, al 31 de diciembre de 2019, tenía una capacidad instalada de 38 MW. Al 23 de enero de 2020, su capacidad instalada se incrementó a 53,2 MW, y al 3 de marzo de 2020, se incrementó a 57 MW, siendo esta la capacidad instalada total del proyecto. A su vez, la producción destinada a la red del parque eólico La Castellana II incrementó de 14,40 MW al 31 de diciembre de 2019 a 15,20 MW al 22 de febrero de 2020, siendo esta última la capacidad instalada total del proyecto; (b) la planta Terminal 6 que se encuentra en construcción; (c) a la fecha de este Prospecto, el proyecto de expansión de la planta Brigadier López aún no ha comenzado (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”). A la fecha de este Prospecto, la capacidad instalada total de la Compañía es de 4.315 MW.
- (2) “Centrales del FONINMEM” alude a las plantas José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado que la Emisora espera que sean transferidas de los fideicomisos del FONINMEM a las centrales operativas, TJSM, TMB y CVOSA, respectivamente. Para más información sobre la fecha en la que la Emisora espera se consuma dicha transferencia y otra información, véase “Información sobre la Emisora—FONINMEM y programas similares”.
- (3) Las cifras sobre capacidad de generación fueron redondeadas. La capacidad de generación de los activos en construcción de la central corresponde a la capacidad de generación prevista de la central, la cual puede diferir de la capacidad adjudicada.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora registró ingresos por sus operaciones continuadas por Ps. 35.961 millones (o U\$S600,45 millones).

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora comercializó aproximadamente el 92,37% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en el marco de Energía Base. Las ventas en el marco de Energía Base representaron el 76,14% de los ingresos de la Emisora en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, las tarifas pagadas por CAMMESA bajo ese programa se basaban en un sistema de precios fijos y variables determinado por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, con arreglo a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. Estas tarifas, expresadas en Pesos Argentinos, se ajustaban anualmente y se mantuvieron constantes durante todo el año. Desde febrero de 2017 hasta febrero de 2019, el marco regulatorio de Energía Base fue reglamentado por la Resolución SEE N° 19/17, la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. La Resolución SEE N° 19/17 incrementó las tarifas de Energía Base denominándolas en Dólares Estadounidenses. Desde el mes de marzo de 2019 hasta el mes de enero de 2020, inclusive, el marco regulatorio de Energía Base estaba reglamentado por la Resolución SRRyME N° 1/19, por la cual se derogó la Resolución SE N° 19/17. La Resolución SRRyME N° 1/19 redujo las tarifas de la energía y la potencia. Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/20, la cual reemplaza el marco regulatorio de Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020. Los principales cambios fueron los siguientes:

- Los precios se fijan en pesos argentinos.
- Aunque el precio variable inicial de la energía está denominado en pesos argentinos, el mismo prácticamente no sufrió variaciones. El tipo de cambio aplicable entre el nuevo precio denominado en pesos argentinos y el precio anterior denominado en dólares estadounidense fue de Ps. 60 por U\$S 1,00, es decir, semejante al tipo de cambio promedio del mes de enero de 2020 (Ps. 60,01 por U\$S 1,00).
- El precio inicial de la energía generada por unidades térmicas se redujo aproximadamente un 16% y está fijado en pesos argentinos.
- Las unidades de generación con un Factor de Uso menor a 30% en los últimos 12 meses reciben el 60% del precio, en comparación con el 70% que recibían anteriormente. Asimismo, si el Factor de Uso se encuentra comprendido dentro del umbral del 30 al 70%, entonces, las unidades de generación reciben una proporción lineal de entre el 60% y el 100% del precio de la energía. Si el Factor de Uso es del 70% o más, las unidades de generación reciben el 100% del precio.
- El precio fijo inicial de la energía para centrales hidroeléctricas se redujo aproximadamente un 45 % y se fija en pesos argentinos.
- Se estableció un nuevo régimen de remuneración para generación en horas de demanda pico para mitigar parcialmente el precio fijo de la energía, considerando los equipos que posee la empresa generadora.
- Los precios fijados en pesos se ajustarán mensualmente aplicando la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPIM.

Sin embargo, con fecha 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía habría aparentemente ordenado a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI relacionado con el mecanismo de ajuste de precios que se describe en “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual.” Por consiguiente, CAMMESA no aplicó el mecanismo de ajuste de precios a los pagos mensuales correspondientes a marzo de 2020 en el marco del programa Energía Base. La Emisora está evaluando los efectos que podría tener la no aplicación del citado Anexo VI, así como los pasos a seguir en ese sentido.

En virtud del programa Energía Base, el combustible necesario para producir la energía que genera la Emisora es suministrado por CAMMESA, sin cargo, y el precio que la Emisora recibe en carácter de generador, por ventas no consumadas en virtud de contratos a término, es determinado por la Resolución SE N° 31/2020, sin computar el combustible suministrado por CAMMESA. La remuneración de Central Puerto en virtud de Energía Base depende, en gran medida, de la disponibilidad y la producción de energía eléctrica de sus plantas y, en el caso de las centrales térmicas, del Factor de Uso de cada equipo.

Con fecha 7 de noviembre de 2018, por Resolución SE 70/18, el gobierno argentino autorizó a las generadoras a comprar su propio combustible para centrales comprendidas en el marco regulatorio de Energía Base. Si las compañías generadoras optan por esta opción, CAMMESA calcula el costo de combustible de estas compañías y luego procede a reembolsárselos, de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generadora a CAMMESA. El Organismo Encargado del Despacho (“OED”) - es decir, CAMMESA - siguió suministrando combustible a aquellas generadoras que no adhirieron a esta opción. Conforme a la Resolución SEE 70/18, en noviembre de 2018, la Emisora comenzó a adquirir combustible para el ciclo combinado de Luján de Cuyo y, en diciembre de 2018, para todas sus centrales térmicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SE 70/18 representaron el 30,39% del ingreso total de la Emisora.

Con fecha 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP 12/2019, derogando la Resolución SGE 70/2018 y restableciendo el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. A partir del mes de enero de 2020, CAMMESA pasó a ser el único proveedor de combustible de las empresas generadoras, excepto por (i) unidades térmicas que tuviesen compromisos previos con CAMMESA relacionados con contratos de abastecimiento con gestión propia del combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/05 para abastecer de energía a grandes usuarios privados.

Por otra parte, la Emisora realiza ventas por contrato, incluidas (i) ventas por contrato en el mercado a término, (ii) ventas por contrato en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), (iii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus, y (iv) ventas de energía en el marco del programa RenovAr. Las ventas por contrato en el mercado a término incluyen ventas de energía eléctrica bajo contratos negociados con contrapartes del sector privado y del sector público. Las ventas por contrato en el MATER incluyen ventas de energía eléctrica en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado y del sector público, generada única y exclusivamente por centrales de generación de energía renovable. En todos los casos, las ventas por contrato involucran PPA con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de las ventas por contrato en el mercado a término de energía generada por unidades térmicas y los precios de contratos en virtud de Energía Plus incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador, o incluyen ese costo como componente de la venta que se traslada al cliente. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural. Para más información sobre los principales clientes de Central Puerto con quienes concreta ventas por contrato en el mercado a término, véase “*Antecedentes financieros - Información sobre la Emisora—Clientes*”. Las ventas por contrato en el mercado a término y las ventas por contrato en el MATER representaron el 2,51% y el 0,76% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 11,04% y el 1,09% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, respectivamente. En la planta de Luján de Cuyo, la Emisora también tiene permiso para comercializar un porcentaje menor (hasta 16 MW) de su capacidad de generación y de la electricidad generada en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado conforme a Energía Plus, con el fin de estimular las inversiones del sector privado en nuevas centrales de generación. Las ventas por contrato en el marco de Energía Plus representaron el 0,26% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 0,53% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Por lo general, estos contratos tienen plazos a uno o dos años, están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación pactada se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago. Según las reglas que rigen Energía Plus, la empresa generadora compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y suministra energía eléctrica a grandes consumidores a precios de mercado, en Dólares Estadounidenses, acordados previamente entre la empresa generadora y sus clientes. Las ventas en el marco del programa RenovAr representaron el 4,28% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 7,38% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino*”.

Central Puerto también produce vapor. Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía una capacidad instalada de 125 toneladas por hora. Las ventas de vapor representaron el 1,21% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. La producción de vapor del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de 1.018.000 toneladas métricas. La planta de Luján de Cuyo suministra vapor en virtud de contratos negociados con YPF.

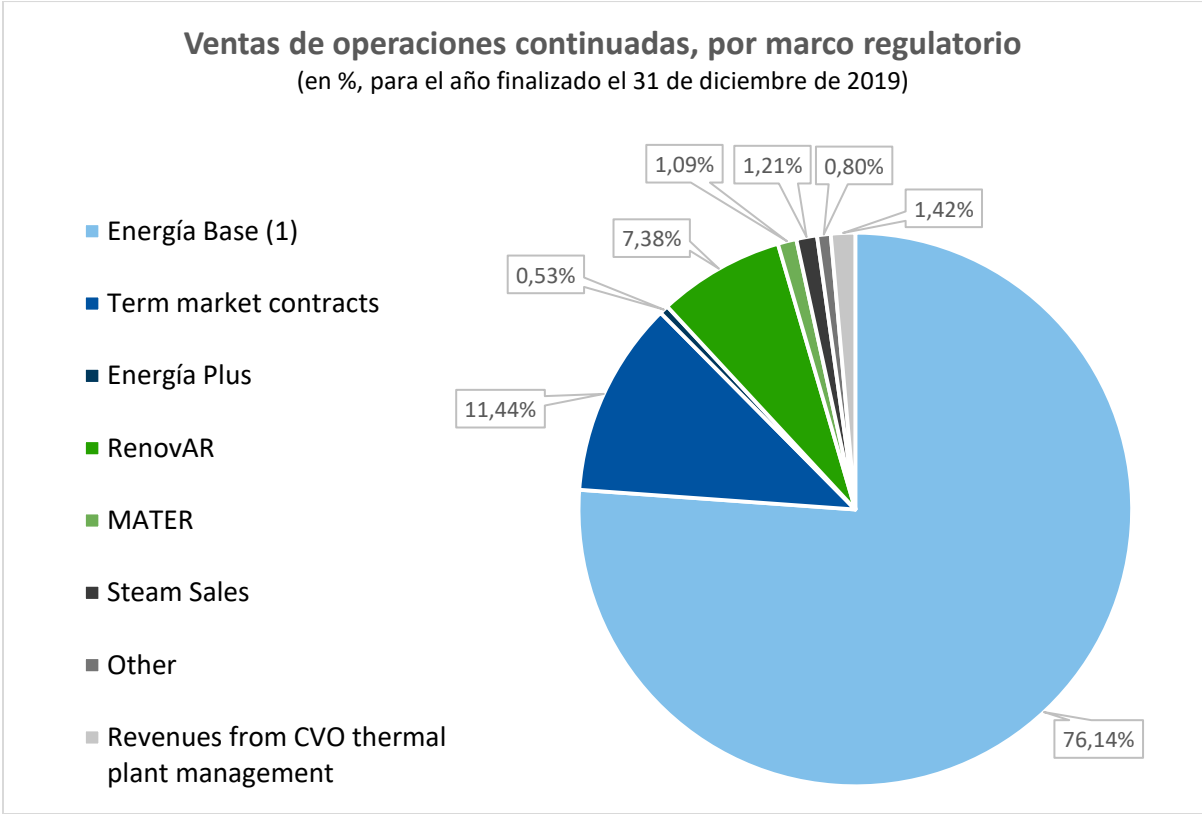
La planta de Luján de Cuyo de la Emisora tiene una nueva unidad de cogeneración (CHP) que inició sus operaciones el 5 de octubre de 2019, reemplazando a la anterior CHP y que suministra unas 125 toneladas métricas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. Con fecha 15 de diciembre de 2017, la Emisora suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años que reemplazó al contrato existente con YPF. Para

mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase “*Antecedentes financieros - Factores que afectan el resultado de las operaciones de la Emisora—Ventas por Contrato, Ventas de Vapor y Otras Ventas —Suministro de vapor a YPF—Planta Luján de Cuyo*”.

El contrato celebrado entre la Emisora y TGS por capacidad de transporte de gas natural continuó vigente tras la Venta de la Planta La Plata. Conforme a los términos del contrato con YPF EE, la Emisora revende su capacidad de transporte de gas a YPF EE a través del sistema de reventa creado por la Resolución ENARGAS 419/97. La reventa en virtud de ese sistema está abierta a terceros y, por consiguiente, no garantiza que YPF EE recibirá la capacidad de transporte de gas necesaria para operar la planta La Plata. Por lo tanto, el 25 de enero de 2018, la Emisora solicitó al Ministerio de Energía y al ENARGAS su inscripción como vendedora de gas natural a fin de poder revender su capacidad de transporte de gas a YPF EE, sin riesgo de intervención de terceros interesados. El 20 de julio de 2018, la Emisora quedó efectivamente inscrita como vendedora de gas natural. La reventa de capacidad de transporte de gas natural a YPF EE representó el 0,80% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

A su vez, como parte de sus ingresos, la Emisora recibe un honorario operativo por la gestión de la planta Central Vuelta de Obligado. Los ingresos por la gestión de la planta Central Vuelta de Obligado representaron el 1,42% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

El siguiente gráfico detalla los ingresos generados por las operaciones continuadas de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 por marco regulatorio:

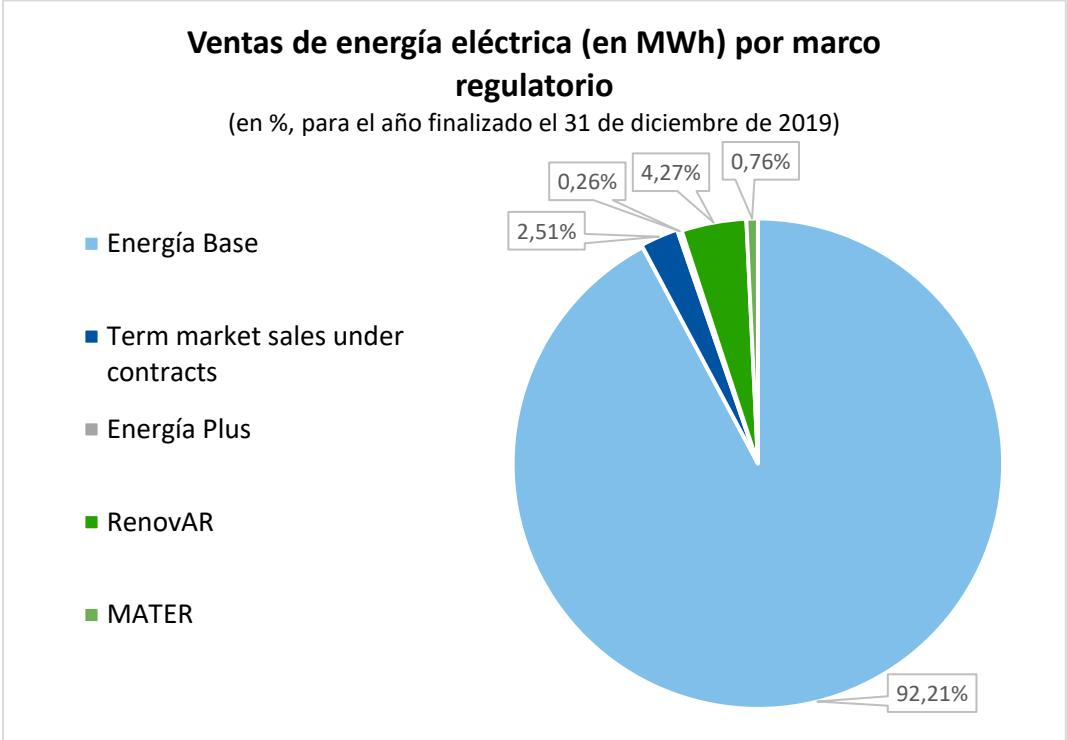


Fuente: Central Puerto.

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a la Resolución N° 95, Resolución N° 19/2017 y Resolución SE 1/2019; (ii) ventas de energía y potencia en el mercado spot a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (en su versión vigente), (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente de Argentina, e (iv) ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 (véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13*”). Véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria.*”

Nota: con efectos a partir del 27 de febrero de 2020, entró en vigencia un nuevo régimen remunerativo para Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020, el cual fuera reglamentado por la Resolución 31/2020. Para más información, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

El siguiente gráfico detalla las ventas de energía eléctrica de la Emisora provenientes de las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 por marco regulatorio en MWh:



Fuente: Central Puerto.

Nota: con efectos a partir del 27 de febrero de 2020, entró en vigencia un nuevo régimen remunerativo para Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020, el cual fuera reglamentado por la Resolución 31/2020. Para más información, véase el “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene planes en marcha para ampliar su capacidad de generación a través de proyectos de energía renovable, los que incluyen un proyecto de energía eólica actualmente en construcción, con una capacidad de generación esperada de 88,2 MW (La Genoveva I) (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes”).

En 2015 y 2016, la Emisora adquirió cuatro turbinas a gas de gran capacidad y alta eficiencia: (i) una turbina a gas marca General Electric con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas a gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina a gas marca Siemens con una capacidad de 286 MW. Actualmente, estos equipos están siendo instalados en el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo. Por otra parte, la Emisora adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar con excelentes condiciones para la entrega de combustible y acceso a líneas de transmisión de energía.

Adicionalmente, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTBL 01/2018 convocada por Integración Energética Argentina S.A. (“IEASA”), en la que la Emisora resultó adjudicada, el 14 de junio de 2019 se celebró la transferencia del fondo de comercio conformado por la unidad productiva que integra la Central Termoeléctrica Brigadier López que cuenta actualmente con una potencia instalada de 280 MW. Las obras de cierre de ciclo se encuentran en estado de construcción, y cuando estén concluidas se estima que llevarán dicha potencia a 420 MW.

Central Puerto también posee participaciones minoritarias significativas en sociedades habilitadas para brindar el servicio público de distribución de gas natural a través de sus redes en las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Córdoba, Catamarca y La Rioja. Considerando las participaciones directas e indirectas, la Emisora posee (i) una participación del 21,58% en el capital de DGPU y (ii) una participación del 40,59% en el capital de DGCE (Ecogas). Ecogas tenía una red de distribución de gas de 33.867 km y atendía

a aproximadamente 1.347.592 clientes al 31 de diciembre de 2019. En 2019, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 13,33 millones de metros cúbicos de gas natural por día, y en 2018, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 13,80 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 14,93% y el 15,70% del gas distribuido por todas las compañías distribuidoras de Argentina en 2019 y en 2018, respectivamente, según datos de Ecogas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la participación de Central Puerto en Ecogas generó Ps. 1.020 millones en concepto de participación en los resultados de asociadas, lo que representó el 11,80% del resultado neto de la Emisora durante ese período.

En la asamblea de accionistas que se llevó a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron la posible venta de la participación de la Emisora en Ecogas a Magna Energía S.A., pero votaron para postergar la decisión. La Emisora está evaluando distintas oportunidades estratégicas con relación a DGCU y DGCE, incluida una eventual venta parcial o total de sus participaciones en el capital de dichas empresas. Con fecha 26 de enero de 2018, los accionistas de DGCE aprobaron la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina. El 14 de marzo de 2018, la Emisora autorizó la oferta de hasta 10.075.952 de acciones ordinarias Clase B de DGCE, en una eventual oferta pública autorizada por la CNV, sujeto a las condiciones imperantes en el mercado. Dicha autorización fue incluida dentro de la autorización del Directorio de fecha 23 de febrero 2018 para vender hasta 27.597.032 acciones ordinarias Clase B de DGCE. No obstante, debido a las condiciones imperantes en el mercado, los accionistas de DGCE decidieron postergar la oferta. Con fecha 24 de octubre de 2019, la CNV notificó a DGCE de la revocación de la autorización para proceder con la oferta pública.

Fortalezas competitivas

La Emisora cree haber logrado una posición competitiva sólida en el sector de generación de electricidad de Argentina, como resultado de las siguientes fortalezas:

- Una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina.** Central Puerto es una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos proporcionados por CMMESA. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora generó un total de 14.849 GWh netos de electricidad a través de sus operaciones continuadas. Central Puerto tenía una capacidad instalada de 4,273 MW, al 31 de diciembre de 2019. La posición de liderazgo que ocupa la Emisora le permite desarrollar diversas estrategias de venta y marketing, sin depender de un mercado en particular. Por otra parte, la envergadura de Central Puerto en el mercado argentino la posiciona para aprovechar futuros proyectos, a medida que se realizan inversiones en el sector de generación de energía eléctrica. Otra ventaja es su vasta capacidad instalada, pues le brinda margen suficiente para apuntalar los contratos de gran volumen que negocia.

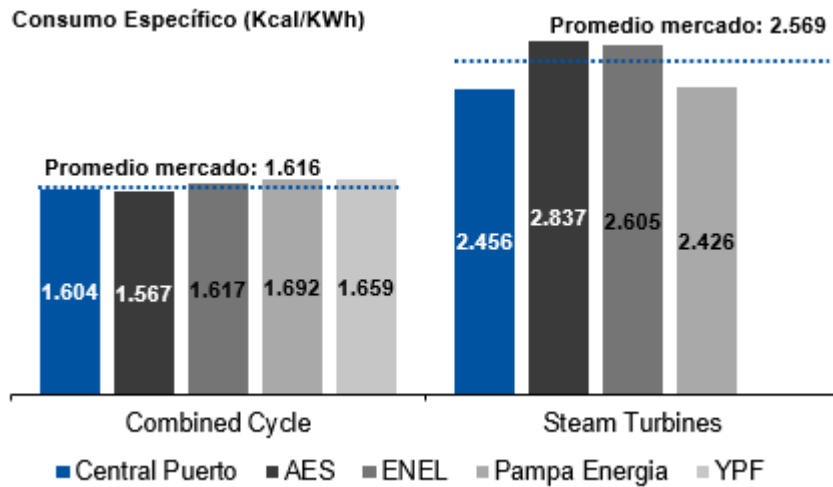
Los siguientes gráficos muestran la generación de electricidad total del SADI por compañías privadas y la participación en el mercado en 2019 (agrupadas por compañías relacionadas y subsidiarias):



Fuente: CMMESA. (i) Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.; (ii) Pampa Energía incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihules, y Petrobras Argentina S.A.; y (iii) AES Argentina Generación incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.

- Activos de excelente calidad con sólido desempeño operativo.** La Emisora posee diversos activos de generación de energía eléctrica de excelente calidad, entre ellos, turbinas de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, tecnología hidroeléctrica y tecnología de cogeneración de electricidad y vapor, los que a la fecha de este Prospecto sumaban una

capacidad instalada total de 4,315 MW. Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia para el período comprendido entre noviembre de 2019 y abril de 2020 de cada una de las unidades de generación en comparación con la de los principales competidores de la Emisora, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para generar un kWh de electricidad.



Fuente: CAMMESA.

El siguiente gráfico muestra el índice de disponibilidad de los activos térmicos de la Emisora en comparación con el promedio de mercado:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA. ¹Disponibilidad promedio de mercado para unidades térmicas.

La Emisora tiene contratos de mantenimiento a largo plazo con los fabricantes de las unidades de ciclo combinado y centrales de cogeneración con la mayor capacidad, a saber, la unidad Puerto Ciclo Combinado (CEPUCC), la unidad de ciclo combinado LDCUDCC25 en la planta de Luján de Cuyo, la turbina de gas Brigadier López (BLOPTG01) y las centrales de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo (LDCUTG23, LDCUTG24, LDCUTG26, LDCUTG27), conforme a los cuales los fabricantes ofrecen servicios de mantenimiento usando las mejores prácticas recomendadas para esas unidades. El resto de las unidades reciben mantenimiento a través de empleados altamente capacitados y con vasta experiencia, que siguen rigurosamente las recomendaciones y mejores prácticas definidas por los fabricantes de dichas unidades. Por otra parte, la Emisora puede generar energía a partir de distintas fuentes de combustible, entre ellas, gas natural, diesel oil y fuel oil. En los últimos años, las Compañía ha realizado inversiones en adaptar sus plantas a fin de generar energía eléctrica a partir de biocombustible y ha forjado relaciones comerciales a lo largo de los años con empresas estratégicas del sector de hidrocarburos y biocombustible. Las unidades de generación de energía de la Emisora también ocupan una posición de privilegio en la curva de despacho de energía del sistema (curva de costo marginal del MEM) gracias a su cartera de activos de generación tecnológicamente diversificada y a su elevado nivel de eficiencia en términos de consumo de combustible, lo cual garantiza un vasto despacho de energía al sistema, incluso teniendo en cuenta las nuevas

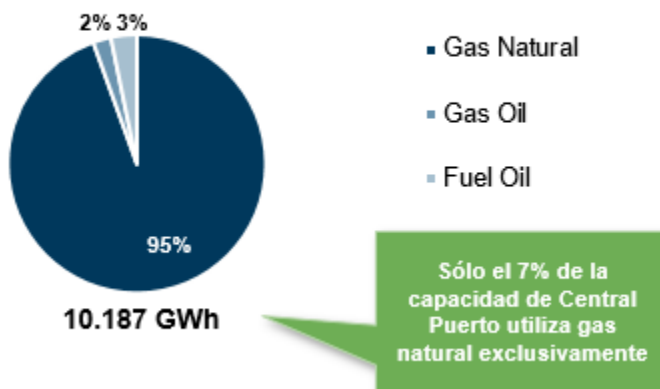
incorporaciones de capacidad previstas para los próximos años adjudicadas en el marco de licitaciones para incrementar la capacidad de generación térmica y la capacidad de generación de fuentes de energía renovable.

- **Activos de generación de energía diversificados y ubicados estratégicamente.** El negocio de la Emisora está diversificado tanto en términos geográficos como tecnológicos. Los activos de la Emisora son cruciales para la red de electricidad de Argentina debido a la flexibilidad que aporta la vasta capacidad de almacenamiento de combustible, que le permite almacenar 32.000 toneladas de combustible (suficientes para cubrir 6,3 días de consumo) y 20.000 toneladas de gasoil (suficientes para cubrir 5,7 días de consumo) de sus centrales térmicas, sumado al acceso que tiene la Emisora a muelles de aguas profundas, la capacidad de agua de la represa y su capacidad para almacenar energía durante 45 días, operando a máxima capacidad en Piedra del Águila. Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Emisora cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema, lo que constituye una importante ventaja competitiva. Por ejemplo, aproximadamente el 38% del consumo de energía de Argentina se concentraba en el área metropolitana de Buenos Aires en 2019. Debido a que la falta de capacidad en el SADI restringe la distribución eficiente de energía eléctrica generada en otras áreas geográficas, las plantas de generación ubicadas en Buenos Aires y Mendoza son fundamentales para abastecer la gran demanda de electricidad que se registra en esas áreas. Por otra parte, debido a la necesidad de generar energía cerca de un área de alto consumo dentro del país, las plantas de la Emisora se ven menos afectadas por la instalación de capacidad nueva en otras regiones.

Las fuentes de combustible diversificadas de la Emisora le permiten generar energía en diferentes contextos, conforme se muestra en el gráfico a continuación:

Generación térmica de Central Puerto, por tipo de combustible

Generación térmica por tipo de combustible, Enero 2019 – Diciembre 2020



Fuente: Central Puerto

(1) La unidad de ciclo combinado marca Siemens situada en la planta de Luján de Cuyo (con una capacidad instalada de 306 MW) es la única unidad de CEPU que funciona exclusivamente a gas natural.

- **Ampliación de la capacidad instalada actual.** La Emisora ha tomado medidas para mejorar su posición estratégica como líder en tecnologías de generación energética convencionales, ampliando su capacidad de generación térmica y de energía renovable.

Generación Térmica. En 2015 y 2016, la Emisora adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia: (i) una turbina de gas marca General Electric con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y (iii) una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286MW. Asimismo, la Emisora adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires. Por ejemplo, la Emisora actualmente utiliza una turbina a gas Siemens con una capacidad de 286 MW para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo. Dada la actual incertidumbre que existe en la economía mundial y en la economía argentina a causa de la pandemia de COVID-19, la Emisora está evaluando sus planes para las otras tres turbinas.

Asimismo, a la fecha de este Prospecto, la Emisora ya ha efectuado un pago de SEK\$381,37 millones (suma que, convertida al tipo de cambio publicado por el Banco Central a la fecha de cada pago, asciende a U\$S45,46 millones) para adquirir dos turbinas a gas adicionales marca Siemens para el proyecto de Luján de Cuyo, cuya habilitación comercial tuvo lugar el 5 de octubre de 2019.

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de la energía eléctrica a generar a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo abierto en unidades de ciclo combinado, o la instalación de unidades de cogeneración. La Emisora presentó ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, la Emisora resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 330 MW y 317 MW para el invierno y el verano, respectivamente) y en Luján de Cuyo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 93 MW y 89 MW para el invierno y el verano, respectivamente), los cuales iniciaron sus operaciones el 5 de octubre de 2019, siete semanas antes de la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

Generación de Energía Renovable. Por otra parte, a la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene un proyecto de energía eólica en construcción en Argentina, con las siguientes características (el “Proyecto Renovable”):

	<u>La Genoveva I</u>
Ubicación	Provincia de Buenos Aires
Fecha de habilitación comercial original	Ver Nota 1
Inversión en activos de capital total estimada (sin IVA) (2)	U\$S110 millones
Capacidad eléctrica esperada	88,20 MW
Capacidad eléctrica adjudicada/habilitada	86,60 MW
Marco regulatorio	RenovAr 2.0
Precio adjudicado por MWh	U\$S40,90
Plazo contractual	20 años, a partir de la habilitación comercial
Fecha de celebración del contrato de compra de energía	Julio de 2018
Cantidad de unidades	21 turbinas eólicas
Proveedor de la turbina eólica	Vestas

(1) La fecha de habilitación comercial de La Genoveva I comprometida con CAMMESA es de 720 días después de la fecha de celebración del PPA, es decir, el 27 de julio de 2018. Debido al brote de COVID-19 y a las medidas adoptadas por el gobierno para controlar su proliferación, se prevén demoras en el proyecto. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes.”

(2) Al 31 de diciembre de 2019, las inversiones en activos de capital ya concretadas para La Genoveva I ascendían a Ps. 6.020 millones, más el correspondiente impuesto al valor agregado.

Los proyectos de expansión de la Emisora se están llevando a cabo con aportes de capital de Central Puerto y sus subsidiarias, salvo en el caso del proyecto La Genoveva I, el cual está siendo financiado con un préstamo a largo plazo otorgado por IFC a Vientos La Genoveva S.A.U. (para más información, véase “*Liquidez y Recursos de Capital—Deuda—Préstamos otorgados por las Facilidades IFC—Vientos La Genoveva S.A.U.*”). Sin embargo, para aquellos proyectos financiados por Central Puerto, es posible que la Emisora analice otras opciones de financiamiento alternativas si las condiciones del mercado son favorables.

En el marco del Proyecto Renovable, Central Puerto ya obtuvo estudios de producción de energía preparados por un especialista independiente, como también la aprobación de los estudios de impacto ambiental por parte de los organismos regulatorios, las habilitaciones municipales relevantes y la aprobación de los relevamientos eléctricos relacionados con el acceso a la red de transmisión por parte de los organismos regulatorios. Por otra parte, Central Puerto goza del usufructo del terreno en la Provincia de Buenos Aires en el que se emplazará el proyecto La Genoveva I. La Emisora ha comenzado con la construcción de las plantas y ha celebrado contratos con proveedores para adquirir y mantener las turbinas eólicas.

En relación con la labor de la Emisora en el ámbito de las energías renovables, la Ley N° 27.191 establece que los Grandes Usuarios, cuya demanda excede los 300 KW de electricidad anual promedio deben cumplir con la obligación de comprar energía renovable celebrando un contrato con una empresa de generación o a través de la auto-generación. El Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución 281-E/ 2017 estableció el marco regulatorio que les permite a los Grandes Usuarios comprarle energía renovable a las empresas de generación del sector privado y las condiciones para otorgar “prioridad de despacho” para que sea posible celebrar esas transacciones y asegurar que las empresas de generación del sector privado no resulten restringidas en el futuro en su despacho de generación (véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino*”). A la fecha de este Prospecto, la Emisora ya ha celebrado PPA a largo plazo con clientes privados por el 100% de la capacidad de generación de energía estimada de los proyectos de energía eólica para el mercado a término desarrollados en virtud del marco regulatorio de la Resolución N° 281-E/17.

Sin embargo, la Emisora no puede garantizar que el gobierno argentino lanzará nuevas licitaciones, que sus ofertas tendrán éxito, o que podrá celebrar PPA en el futuro. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora —Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes.”

- **Generación de flujos de fondos estables respaldada, en parte, por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses.** Una parte de los flujos de fondos de la Emisora están denominados en Dólares Estadounidenses y provienen principalmente de (a) contratos de suministro a largo plazo (PPA) celebrados con CAMMESA, y (b) directamente de grandes usuarios, como resultado de ventas consumadas en el marco de Energía Plus, en el MATER y ventas de vapor. Dichos pagos dependen, en mayor medida, de dos factores: (i) la disponibilidad de capacidad de generación (en el caso de unidades térmicas) y (ii) la cantidad de energía eléctrica generada. Ambas variables se han mantenido relativamente estables en los últimos años, como resultado de la diversificación de tecnologías y la alta eficiencia de las unidades de generación de energía de la Emisora. Por otro lado, los flujos de fondos de la Emisora tienen poca exposición a los cambios en los precios del combustible pues el combustible necesario para producir energía en virtud del programa Energía Base es suministrado por CAMMESA sin cargo, y las ventas por contrato en el mercado a término generalmente incluyen mecanismos de ajuste de precios en base a las variaciones en el precio del combustible, de corresponder. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora recibió Ps. 1.130 millones (U\$S 20,27 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses, considerando el tipo de cambio divisa vigente al 31 de diciembre de 2019 publicado por el Banco de la Nación Argentina) en concepto de capital e intereses por estos créditos (IVA incluido).

Durante 2019, la Compañía cobró créditos de FONINVEMEM por la suma de Ps. 1.130 millones y créditos de CVO por la suma de Ps. 8.450 millones (incluidas las cuotas 1 a 10 que estaban pendientes en 2018), medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2019.

- **Una situación financiera adecuada.** La Emisora goza de una situación financiera adecuada y buena eficiencia operativa que, al combinarse con un nivel de endeudamiento relativamente bajo, le brindan la posibilidad de implementar con éxito su estrategia de crecimiento del negocio y crear valor para sus accionistas. En cuanto respecta a la situación financiera de la Emisora, el efectivo y equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes de la Emisora ascendieron a un total de Ps. 9.190 millones al 31 de diciembre de 2019 (aproximadamente U\$S 153 millones). A la fecha de este Prospecto, la Emisora también tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 8.500 millones.
- **Un equipo directivo sólido y con demostrada experiencia en lograr metas de crecimiento.** Los ejecutivos de la Emisora cuentan con una vasta experiencia y trayectoria en el gerenciamiento corporativo y, en promedio, tienen unos 18 años de experiencia en la industria. Dichos ejecutivos combinan experiencia en diversos mercados y en diferentes ciclos y sectores económicos, lo cual ha sido demostrado por el crecimiento y la expansión que la Emisora ha experimentado desde comienzos de los años 90. Asimismo, dichos ejecutivos cuentan con probada experiencia en adquisiciones y acceso a los mercados financieros. El 14 de junio de 2019, en el marco de la licitación pública nacional e internacional convocada por IEASA, en la que la Emisora resultó adjudicataria, Central Puerto adquirió la Central Termoeléctrica Brigadier López. A efectos de consumar la adquisición, la gerencia de la Emisora logró obtener un Préstamo de U\$S180 millones otorgado por Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. Véase “Liquidez y Recursos de Capital—Deuda—Préstamo de Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC”.

Asimismo, en 2018 y 2019, la gerencia de la Emisora también obtuvo financiamiento para la ampliación de su capacidad instalada a través de diversos organismos multilaterales de crédito, agencias de crédito a la exportación y bancos comerciales, tal como se describe en “Liquidez y Recursos de Capital—Deuda”.

Asimismo, en 2015, junto con un consorcio de inversores, la Emisora adquirió una participación minoritaria en Ecogas, una empresa que se dedica a distribuir gas natural a través de su red de 33.867 km de extensión y atiende a unos 1.347.592 clientes al 31 de diciembre de 2019, diversificando más aún la participación de la Emisora en el sector. La Emisora considera que su equipo directivo ha tenido éxito en identificar atractivas oportunidades de inversión, estructurar planes de negocio innovadores y consumar transacciones complejas con gran eficiencia.

Dentro de su estructura gerencial, la Emisora cuenta con importantes conocimientos a nivel nacional, con profesionales que han participado activamente en las etapas de construcción y desarrollo de proyectos, articulando planes de inversiones privadas y del sector público, tanto con socios argentinos como internacionales. A su vez, el equipo directivo de la Emisora cuenta con experiencia en la industria, en el ámbito local y en el internacional, se encuentra familiarizado con la operación de sus activos en contextos de constante cambio y evolución, y está altamente comprometido con el proceso cotidiano de toma de decisiones.

Finalmente, los funcionarios ejecutivos de la Emisora tienen un férreo entendimiento del entorno comercial de la Argentina que, históricamente, se ha caracterizado por su volatilidad, han entablado y mantenido relaciones duraderas con un diverso grupo de proveedores y clientes que han redundado en beneficio de ambas partes, y han cultivado relaciones con las autoridades regulatorias.

- **Sólido gobierno corporativo.** La Emisora ha adoptado un código de gobierno corporativo tendiente a implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Emisora ha adoptado un código de ética y un código de conducta interno diseñados para establecer normas respecto de la conducta profesional, la moral y el desempeño de los empleados. Asimismo, la mayoría de los miembros del Directorio de la Emisora son “independientes” de conformidad con el criterio establecido por la CNV, el cual puede diferir del criterio de independencia adoptado por la NYSE y el NASDAQ.

Estrategia comercial

La Emisora se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina, manteniendo su actual base de activos, y adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- **Consolidar la posición de liderazgo en el sector eléctrico.** La Emisora se propone consolidar su presencia en el sector de energía a través del análisis de alternativas de creación de valor mediante inversiones, desde un enfoque equilibrado al rendimiento y exposición al riesgo. La Emisora se ha comprometido a mantener estándares operativos y niveles de disponibilidad elevados. A tal efecto, la Emisora adhiere a una estricta estrategia de mantenimiento para sus unidades, basada en las recomendaciones de sus respectivos fabricantes y periódicamente realiza tareas de mantenimiento preventivo y predictivo. La Emisora enfocará sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centrará también en aprovechar las sinergias operativas generadas por las centrales que están actualmente en construcción, las que utilizan sistemas, *know how*, clientes y proveedores semejantes.
- **Transformarse en una empresa líder de Argentina en energías renovables.** Diversos estudios de investigación realizados por organizaciones como la Cámara Argentina de Energías Renovables indican que Argentina tiene un considerable potencial de generación de energía renovable (principalmente, energía eólica y solar). La Emisora considera también que la energía renovable adquirirá un rol cada vez más preponderante en la capacidad instalada de Argentina. El Ministerio de Energía y Minería, mediante la Ley N° 27.191, fijó una meta en virtud de la cual las fuentes de energía renovable deben representar el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina para el 31 de diciembre de 2025. Por lo tanto, la Emisora tiene previsto aprovechar esta oportunidad ampliando sus inversiones al ámbito de la generación de energía renovable. Para lograr este objetivo, la Emisora está consolidando su cartera de proyectos de energía renovable. En agosto de 2018, septiembre de 2018, julio de 2019, septiembre de 2019, diciembre de 2019/enero de 2020 y febrero de 2020, entraron en funcionamiento los parques eólicos La Castellana I, Achiras, La Castellana II, La Genoveva II, Manque, y Los Olivos, respectivamente. Por otra parte, la Emisora está ampliando su cartera a través de un proyecto de energía eólica, La Genoveva I (88,2 MW), el cual está actualmente en construcción, y del proyecto de energía solar El Puesto (12 MW), también actualmente en construcción, así como evaluando diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables de generación de energía (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes”). En 2016, la Emisora formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.
- **Mantener una buena posición financiera y niveles de flujo de efectivo adecuados.** Actualmente, la Emisora posee un nivel relativamente bajo de endeudamiento, lo cual refleja su adecuada posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Emisora considera que esa situación patrimonial adecuada es producto de políticas financieras responsables y de flujos de efectivo estables. La Emisora tiene previsto preservar el actual nivel de flujos de efectivo en los próximos años al, entre otras cosas, mantener un riguroso programa de mantenimiento de sus unidades de producción las que, según lo previsto por la Emisora, la ayudarán a seguir generando los positivos resultados operativos que viene obteniendo, en especial, en cuanto respecta a disponibilidad de despacho de electricidad. La Emisora tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos para el caso de sus proyectos de energía renovable. Tanto CP La Castellana, CP Achiras, CPR Energy Solutions, Vientos La Genoveva I y Vientos La Genoveva II obtuvieron préstamos a largo plazo para financiar el desarrollo de los proyectos de energía renovable que les fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. La Emisora también obtuvo un préstamo a largo plazo de Kreditanstalt für Wiederaufbau (“KfW”) para financiar la construcción de la nueva planta de cogeneración en Luján de Cuyo y un préstamo de Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. para adquirir la central Brigadier López. Por otra parte, la Emisora espera que la nueva capacidad de

generación que estos proyectos aportarán le permitirá incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación financiera.

Subsidiarias

Central Vuelta de Obligado S.A.

CVOSA es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CVOSA se dedica a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener la central CVOSA que fue construida e inició sus operaciones el 20 de marzo de 2018, en el marco de un programa sustancialmente similar al FONINMEM. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CVOSA representó el 0,91 % del resultado neto consolidado de la Emisora.

La Emisora posee el 56,19 % de los derechos a voto en CVOSA, lo cual le otorga la facultad de aprobar resoluciones unilateralmente para las que se requiere una mayoría en la asamblea de accionistas en las que se las trate. No obstante ello, en el marco de un convenio entre accionistas celebrado entre Endesa Costanera S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Dock Sud S.A. (los “Demás Accionistas de CVOSA”) y Central Puerto, la Emisora solo podrá aprobar las siguientes decisiones con el voto afirmativo de los Demás Accionistas de CVOSA, a saber: (i) consumar una fusión, escisión, transformación societaria o liquidación; (ii) incrementar o reducir el capital social; (iii) recibir aportes de capital; (iv) consumar transacciones con partes relacionadas; (v) modificar los estatutos; (vi) celebrar contratos operativos y de mantenimiento para la central Vuelta de Obligado; (vii) aprobar el contrato de fideicomiso relacionado con la central Vuelta de Obligado y sus eventuales modificaciones; (viii) presentar acciones legales contra autoridades gubernamentales, CAMMESA y/o el fideicomiso FONINMEM, el cual actualmente posee la titularidad de la central Vuelta de Obligado; (ix) celebrar contratos de servicios de ingeniería, suministro de gas y transporte; y (x) celebrar un contrato de compra de energía con CAMMESA para la central Vuelta de Obligado. En caso de que estas decisiones deban ser tomadas en una reunión del Directorio, las mismas solo podrán ser aprobadas con el voto afirmativo de, al menos, un miembro de dicho órgano designado por los Demás Accionistas de CVOSA.

El Directorio de CVOSA está formado por cuatro miembros, dos de ellos designados por la Emisora y, los otros dos, designados por los Demás Accionistas de CVOSA. Asimismo, la Emisora tiene derecho a designar al presidente del Directorio de CVOSA, cuyo voto cuenta doble en caso de empate. La Emisora también tiene derecho a designar a un miembro de la Comisión Fiscalizadora de CVOSA.

Conforme a los términos del acuerdo del FONINMEM relacionado con la central Vuelta de Obligado, cumplidos los diez años del inicio de las operaciones de la central Vuelta de Obligado, hecho que se produjo el 20 de marzo de 2018, todos los organismos gubernamentales que financiaron su construcción adquieren el derecho a ser incorporados como accionistas de CVOSA, lo cual, a su vez, podría diluir la participación de Central Puerto en el capital de CVOSA. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente*”. Si la participación de la Emisora finalmente se diluyera, Central Puerto podría dejar de ser la entidad controlante de CVOSA.

Proener S.A.U.

Proener S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Emisora posee una participación del 100% en el capital de Proener S.A.U. El objeto social de Proener S.A.U. es dedicarse y llevar adelante la actividad de la comercialización y transporte de combustibles, tanto en el ámbito nacional como en el internacional, y brindar servicios de consultoría y asistencia técnica al sector de energía. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, Proener S.A.U. generó una pérdida equivalente al 0,18 % del resultado neto consolidado de la Emisora.

Central Aimé Painé S.A.

Central Aimé Painé S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Emisora posee una participación del 97% en Central Aimé Painé S.A., una compañía que se dedica a gestionar la adquisición de equipos, como también a la construcción, la operación y el mantenimiento de centrales eléctricas, tanto en el ámbito nacional como en el internacional. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, Central Aimé Painé S.A. no representó ningún porcentaje del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Renovables S.A.

En 2016, la Emisora constituyó una subsidiaria, CP Renovables S.A. (“CP Renovables”), para desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 70 % en el capital de CP Renovables S.A. El 30 % restante está en manos del Sr. Guillermo Pablo Reca.

CP Renovables S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, en cuyo capital la Emisora posee una participación del 70 %. CP Renovables S.A. es una sociedad dedicada a invertir en activos de energía renovable. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP Renovables S.A. generó una ganancia, sin considerar los resultados de sus subsidiarias, principalmente CP Achiras y CP La Castellana, equivalente al 1,94% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Con fecha 18 de enero de 2017, la Emisora celebró un convenio entre accionistas con el accionista minoritario de CP Renovables, Guillermo Pablo Reca. El convenio entre accionistas fue modificado y reformulado con fecha 28 de noviembre de 2018. Para más información, véase “*Transacciones con Partes Relacionadas*”.

CP Achiras S.A.U.

CP Achiras S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables S.A. ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Achiras S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP Achiras generó una pérdida equivalente al 2,57% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CPR Energy Solutions S.A.U. (anteriormente denominada “CP Achiras S.A.U.”)

CPR Energy Solutions S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CPR Energy Solutions S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CPR Energy Solutions S.A.U. generó una ganancia equivalente al 0,49% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Patagones S.A.U.

CP Patagones S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Patagones S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP Patagones S.A.U. no representó ningún porcentaje del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP La Castellana S.A.U.

CP La Castellana es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP La Castellana, empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP La Castellana generó una pérdida equivalente al 4,31% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Vientos La Genoveva S.A.U.

Vientos La Genoveva S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Con fecha 7 de marzo de 2018, la subsidiaria CP Renovables S.A. adquirió la participación total en el capital de Vientos La Genoveva S.A. y, en esa misma fecha, la transformó en una S.A.U. El 6 de agosto de 2018, la Emisora adquirió a su subsidiaria CP Renovables S.A. la participación total en el capital de Vientos La Genoveva S.A.U. Vientos La Genoveva es una sociedad que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovable. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, Vientos La Genoveva generó una pérdida equivalente al 1,66% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Vientos La Genoveva II S.A.U.

Vientos La Genoveva II S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Con fecha 28 de marzo de 2018, la subsidiaria CP Renovables S.A. adquirió la totalidad de las participaciones en el capital de Vientos La Genoveva II S.A. y, en esa misma fecha, la transformó en una S.A.U. El 6 de agosto de 2018, la Emisora adquirió a su subsidiaria CP Renovables S.A. la participación total en el capital de Vientos La Genoveva II S.A.U. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, Vientos La Genoveva generó una pérdida equivalente al 1,66% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Manque S.A.U.

CP Manque S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Manque S.A.U., empresa que se dedica a la generación y

comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP Manque S.A.U. representó una pérdida equivalente al 0,99% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Los Olivos S.A.U.

CP Los Olivos S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Los Olivos S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, CP Los Olivos S.A.U. representó una pérdida equivalente al 0,35% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Filiales

Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)

TJSM y TMB son empresas privadas cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Ambas se dedican a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas San Martín y Belgrano, respectivamente, construidas en el marco del programa FONINVEMEM. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, TJSM y TMB representaron el 0,53% y el 0,52% del resultado neto consolidado de la Emisora, respectivamente.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 30,8752% en los derechos a votos de TJSM y del 30,9464% en los derechos a voto de TMB. Si bien la Emisora no posee el control sobre estas sociedades, en el marco de un convenio entre accionistas celebrado entre Endesa Costanera S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A. Central Dock Sud S.A, AES Argentina Generación S.A., Central Dique S.A. y la Emisora, la aprobación de ciertos actos significativos requiere del voto afirmativo de la Emisora, a saber: la celebración de contratos de compra de energía con CAMMESA, contratos de servicios de ingeniería y de suministro y transporte de gas y la consumación de transacciones con partes relacionadas, entre otros.

El Directorio de TJSM y de TMB está formado por nueve miembros, dos de ellos designados por la Emisora. La Emisora también tiene derecho a designar un miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de cada sociedad.

Una vez transcurridos diez años de operaciones, cada sociedad tiene derecho a recibir derechos de propiedad en esas centrales de parte de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente. En ese momento, finaliza la duración de dichos fideicomisos y el gobierno argentino, el cual financió parte de la construcción, debe ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. Como consecuencia de ello, las participaciones de la Compañía en el capital de TJSM y TMB se verán significativamente diluidas. En el caso de TMB y TJSM, el plazo de diez años finalizó el 7 de enero de 2020 y el 2 de febrero de 2020, respectivamente. A partir de esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas deben llevar a cabo todos los trámites y las gestiones necesarios para que el gobierno argentino reciba las acciones representativas de su participación en el capital de TJSM y TMB que le corresponden, habida cuenta de los aportes de capital que ha efectuado en estas sociedades. Las restricciones impuestas por el gobierno argentino desde el 20 de marzo de 2020 en respuesta a la epidemia de COVID-19 imposibilitaron la realización de dichos trámites y gestiones dentro del citado plazo de 90 días. Por consiguiente, TJSM y TMB invocaron tales circunstancias como un supuesto de fuerza mayor y pospusieron las gestiones hasta mayo de 2020.

El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino notificó a la Compañía informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y las gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas sociedades reclamando, en cada caso, participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, respondió a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Acuerdo FONINVEMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas. Con fecha 4 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino reiteró su reclamo anterior a la Compañía. A la fecha de este Prospecto, Central Puerto está evaluando los pasos a seguir en este sentido.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no puede estimar los efectos exactos de la posible dilución de sus participaciones en TJSM y TMB debido a que la participación del gobierno argentino en estas sociedades se encuentra en discusión.

Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente.” Si la participación de la Emisora finalmente se diluyera, Central Puerto podría perder su derecho a veto o el derecho a designar miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora, conforme a los términos de los convenios entre accionistas de TJSM y TMB.

Por otra parte, los estatutos de TJSM y TMB establecen que los accionistas de esas sociedades (incluido el gobierno argentino, una vez que adquiera la calidad de tal) gozan de un derecho de preferencia en la transferencia de acciones a terceros que no sean controlados por, o que no controlen a, dichos accionistas. Dicho derecho de preferencia no será aplicable a la transferencia de acciones al gobierno argentino, en virtud de los acuerdos con el FONINVEMEM relacionados con las centrales térmicas San Martín y Manuel Belgrano (Véase “*Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares.*”)

Grupo Ecogas - Inversora de Gas del Centro S.A. (IGCE)

IGCE es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Sus únicos activos significativos son una participación del 55,29% en el capital de DGCE, una sociedad que se dedica a brindar el servicio público de distribución de gas natural en las provincias de Córdoba, La Rioja y Catamarca y una participación del 51% en el capital de DGCU, una sociedad que se dedica a brindar el servicio público de distribución de gas natural en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis. En 2019, IGCE absorbió a IGCU, RPBC y MAGNA. Para más información sobre la fusión de IGCE y IGCU, véase “Fusión de IGCE, IGCU, RPBC y MAGNA.”

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 42,21% en IGCE y una participación directa de 17,20% en DGCE. Por lo tanto, la Emisora posee, directa e indirectamente, una participación del 40,59% en el capital de DGCE e, indirectamente, una participación del 21,58% en el capital de DGCU.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, IGCU e IGCE (incluyendo la participación directa en DGCE) representaron el 11,80% del resultado neto consolidado de la Emisora (véase “*Historia y desarrollo de la Emisora*”).

Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM)

TGM es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Emisora posee una participación del 20% en el capital social de TGM, compañía propietaria de un gasoducto que se extiende desde Aldea Brasilera (en la provincia de Entre Ríos) hasta Paso de los Libres (en la Provincia de Corrientes). En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, TGM generó una pérdida equivalente al 0,08% del resultado neto consolidado de la Emisora.

El restante 80% es propiedad de Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (32,68%), Tecpetrol S.A. (21,79%), RPM Gas S.A. (14,63%) y Compañía General de Combustibles S.A. (10,90%).

El gasoducto tiene una extensión aproximada de 450 km y una capacidad de transporte de hasta 15 millones de metros cúbicos por día. En 2009, TGM rescindió su contrato con YPF, el único cliente de TGM en ese entonces, producto de reiterados incumplimientos de YPF. El 22 de diciembre de 2017, YPF acordó pagar a TGM, sin reconocer hechos ni derechos, U\$S114 millones para acabar con el reclamo entablado por TGM contra YPF. Con fecha 16 de abril de 2018, TGM distribuyó dividendos por la Ps. 1.153,20 millones (U\$S57,03 millones), de los cuales la Emisora recibió Ps. 230,64 millones (aproximadamente, U\$S 11,4 millones a esa fecha).

Energía Sudamericana S.A.

Energía Sudamericana S.A es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, que se dedica a la comercialización de gas natural. La Emisora posee una participación directa del 2,45% en el capital social de Energía Sudamericana S.A., además de una participación indirecta del 41,06%, a través de sus participaciones en el capital de IGCE. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, Energía Sudamericana S.A no representó un porcentaje significativo del resultado neto de la Emisora.

COySERV S.A.

COySERV S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, que se dedica a brindar servicios y realizar obras de construcción relacionadas con la industria del gas. La Compañía posee una participación indirecta del 32,21% en el capital de COySERV S.A., a través de sus participaciones en el capital de IGCE, DGCE y DGCU. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, COySERV S.A. no representó un porcentaje significativo del resultado neto de la Emisora.

El desglose del resultado neto total de la Emisora correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 es el siguiente: (i) Proener S.A.U. representó una ganancia equivalente al 0,18% del resultado neto consolidado de la Emisora; (ii) CP Renovables representó una ganancia, sin considerar los resultados de sus subsidiarias, principalmente, CP Achiras y CP La Castellana, equivalente a 1,94 % del resultado neto consolidado de la Emisora; (iii) CP Achiras representó pérdidas equivalentes a 2,57% del resultado neto consolidado de la Emisora; (iv) CP La Castellana representó pérdidas equivalentes a 4,31% del resultado neto consolidado de la Emisora; (v) TJSM representó el 0,53% del resultado neto consolidado de la Emisora; (vi) TMB representó 0,52% del resultado neto consolidado de la Emisora; (vii) el Grupo Ecogas, el cual incluye a IGCE (incluyendo una participación directa en

DGCE) representó el 11,50% del resultado neto consolidado de la Emisora; (viii) Vientos La Genoveva representó pérdidas equivalentes a 1,66 % del resultado neto consolidado de la Emisora; (ix) Vientos la Genoveva II representó pérdidas equivalentes al 0,30% del resultado neto consolidado de la Emisora; (x) TGM representó pérdidas equivalentes al 0,08% del resultado neto consolidado de la Emisora; (xi) CVOSA representó el 0,91% del resultado neto consolidado de la Emisora; y (xii) Central Puerto (en términos no consolidados, excluyendo su participación en los resultados de asociadas y subsidiarias) representó el 93,81% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Resumen de las Actividades

Todas las operaciones de Central Puerto se encuentran concentradas en once centrales en Argentina y la cartera se encuentra dividida en dos tipos de plantas de generación eléctrica: (i) Generación de Energía Eléctrica de fuentes convencionales y (ii) Generación de Energía Eléctrica de fuentes renovables.

El siguiente cuadro detalla ciertas operaciones relacionadas a los activos de generación de energía de la Emisora para los períodos indicados:

Operaciones continuadas:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Generación—GWh/año			
Complejo Puerto	7.108	7.053	8.737
Planta Luján de Cuyo.....	2.959	2.996	3.170
Planta Brigadier López (3).....	127	-	-
Planta Piedra del Águila.....	3.920	4.209	3.719
Parque Eólico La Castellana I (2).....	418	148	-
Parque Eólico La Castellana II (2)	33	-	-
Parque Eólico Achiras (2).....	202	73	-
Parque Eólico Manque (2).....	18	-	-
Parque Eólico La Genoveva II (2).....	58	-	-
Total	14.849	14.479	15.627
Ventas bajo Energía Base y ventas de electricidad en el mercado spot—GWh/año			
Complejo Puerto	7.073	7.027	8.679
Planta Luján de Cuyo.....	2.722	2.923	3.158
Planta Brigadier López (3).....	-	-	-
Planta Piedra del Águila.....	3.920	4.209	3.719
Parque Eólico La Castellana I (2).....	-	-	-
Parque Eólico La Castellana II (2)	-	-	-
Parque Eólico Achiras (2).....	-	-	-
Parque Eólico Manque (2).....	-	-	-
Parque Eólico La Genoveva II (2).....	-	-	-
Total	13.715	14.159	15.557
Ventas bajo contrato y PPA—GWh/año			
Complejo Puerto	38	30	61
Planta Luján de Cuyo.....	237	86	101
Planta Brigadier López (3).....	127	-	-
Planta Piedra del Águila.....	-	-	-
La Castellana I Achiras(2).....	418	148	-
la Castellana II (2).....	33	-	-
Achiras (2).....	202	73	-
Manque (2).....	18	-	-
La Genoveva II (2).....	58	-	-
Total	1.133	344	162
Compras de Energía – GWh/año			
Complejo Puerto	2	3	3
Planta Luján de Cuyo.....	-	14	90
Planta Brigadier López (3).....	-	-	-
Planta Piedra del Águila.....	-	-	-
La Castellana I (2).....	-	-	-
La Castellana II (2)	-	-	-
Achiras (2).....	-	-	-
Manque (2).....	-	-	-
La Genoveva II (2).....	-	-	-
Total	2	17	93
Producción de Vapor (Toneladas métricas/año)			
Planta Luján de Cuyo.....	1.031.044	1.102.515	1.177.661
Total	1.031.044	1.102.515	1.177.661
Consumo de Gas Natural —MMm³/año			

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Complejo Puerto	1.417	1.301	1.132
Planta Luján de Cuyo.....	587	599	605
Planta Brigadier López (3).....	30	-	-
Total	2.034	1.900	1.737
Consumo de Gas Oil - miles de m³/año			
Complejo Puerto	48	84	218
Planta Luján de Cuyo.....	-	-	-
Planta Brigadier López (3).....	9	-	-
Total	57	84	218
Consumo de Fuel Oil – miles de toneladas/año			
Complejo Puerto	80	288	643
Planta Luján de Cuyo.....	6	33	41
Planta Brigadier López (3).....	-	-	-
Total	86	321	684
Disponibilidad —% por año(1)			
Complejo Puerto	93,90%	87,90%	91,00%
Planta Luján de Cuyo.....	89,38%	89,77%	93,00%
Planta Brigadier López (3).....	97,25%	N/A	N/A
Planta Piedra del Águila.....	96,68%	100%	100,00%
Promedio ponderado para unidades térmicas⁽¹⁾	93,22%	88,77%	91,70%
Promedio ponderado para centrales térmicas e hidroeléctricas⁽¹⁾	94,46%	92,76%	94,97%

Fuente: CAMMESA.

- (1) Promedio ponderado en función de la capacidad de generación de cada unidad, sin considerar unidades de energía renovable que no reciben pagos vinculados a su disponibilidad.
- (2) Los parques eólicos La Castellana I, La Castellana II, Achira, Manque y la Genoveva II son propiedad de CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP Manque S.A.U., y Vientos La Genoveva II S.A.U., respectivamente, en los cuatro primeros casos, subsidiarias de propiedad absoluta de CP Renovables S.A., mientras que la última es una subsidiaria de propiedad absoluta de Central Puerto S.A. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 70% en el capital de CP Renovables. Véase “*Información sobre la Emisora—Subsidiarias*”. Al 31 de diciembre de 2019, el parque eólico Manque tenía una capacidad instalada de 38 MW. El 23 de enero de 2020, la capacidad de la central se incrementó a 53,20 MW, y el 3 de marzo de 2019, se incrementó a 57 MW, siendo esta última la capacidad total del proyecto. Este incremento en la capacidad instalada de la central no está incluido en la tabla anterior.
Al 31 de diciembre de 2019, el parque eólico La Castellana II tenía una capacidad instalada autorizada de 14,40 MW. Con fecha 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó su autorización para incrementar la producción destinada a la red hasta 15,20 MW. Este incremento en la capacidad instalada de la central no está incluido en la tabla anterior.
El 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial del parque eólico Los Olivos para una capacidad de generación de hasta 22,80 MW, la cual no está incluida en la tabla anterior.
- (3) Incluye información a partir del 1 de abril de 2019, fecha a partir de la cual se considera surtieron los efectos legales, económicos y técnicos del contrato de adquisición. No obstante, a efectos de dar cumplimiento a las disposiciones de la NIIF 3, la Compañía consideró el 14 de junio de 2019 como fecha de adquisición a los efectos contables; por lo tanto, la Compañía reconoció la combinación de negocios a partir de esa fecha en sus estados financieros.

Operaciones discontinuadas⁽¹⁾:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018 ⁽¹⁾	2017
Generación—GWh/año			
Planta La Plata	-	10	837
Total	-	10	837
Ventas bajo Energía Base y ventas de electricidad en el mercado spot—GWh/año			
Planta La Plata	-	10	355
Total	-	10	355
Ventas bajo contrato - GWh/año			
Planta La Plata	-	-	533
Total	-	-	533
Compras de energía – GWh/año			
Planta La Plata	-	-	51
Total	-	-	51
Producción de Vapor (Toneladas métricas/año)			
Planta La Plata	-	19.392	1.599.476
Total	-	19.392	1.599.476
Consumo de Gas Natural —MMm³/año			
Planta La Plata	-	4	199
Total	-	4	199
Consumo de Gas Oil - miles de m³/año			
Planta La Plata	-	-	-
Total	-	-	-

Consumo de Fuel Oil – miles de toneladas/año

Planta La Plata

Total

Disponibilidad—% por año⁽¹⁾

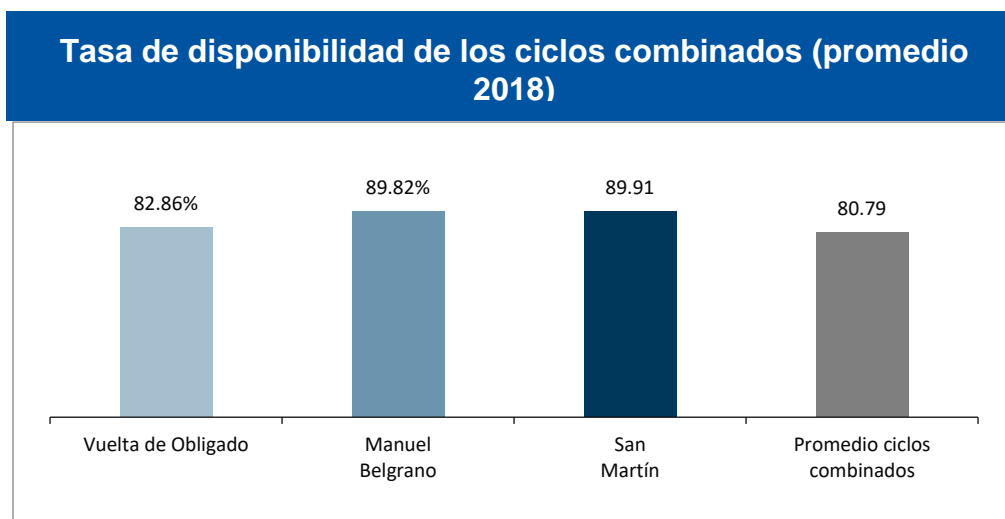
Planta La Plata

-	-	-
-	-	-
-	100%	85%

Fuente: CAMMESA.

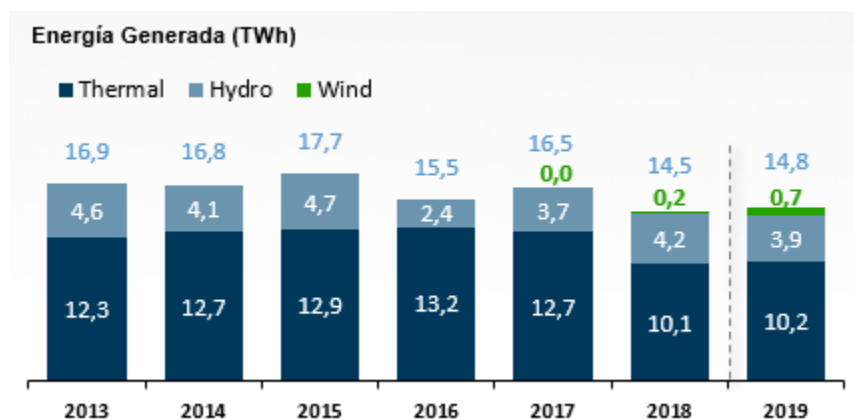
(1) Con efecto a partir del 5 de enero de 2018, la Emisora vendió la planta La Plata a YPF EE. Las cifras solo incluyen información hasta el 5 de enero de 2018.

Asimismo, el siguiente gráfico detalla las características de disponibilidad de las tres Plantas del FONINVEMEM correspondientes al año 2018:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación de energía eléctrica de Central Puerto para el período 2014-2019:



Fuente: CAMMESA. El gráfico (i) incluye generación de compañías que fueron absorbidas por Central Puerto en 2014 (véase “Información sobre la Emisora”) y (ii) excluye la planta La Plata la cual, con efecto a partir del 5 de enero de 2018, fue vendida por la Emisora a YPF EE. La disminución registrada en el ejercicio 2018 se vio afectada por (i) la venta de la planta La Plata, y un (ii) mantenimiento a largo plazo en Puerto de Ciclo Combinado (765MW) que se prolongó durante tres meses.

Generación de Energía Eléctrica de las plantas de Generación Térmica

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora poseía cinco plantas de generación térmica en tres complejos: Puerto, Brigadier López y Luján de Cuyo.

Complejo Puerto

El Complejo Puerto cuenta con dos instalaciones, Nuevo Puerto, incluida la unidad Puerto Ciclo Combinado, y Puerto Nuevo (conjuntamente, el "Complejo Puerto"), ubicadas en el puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a la vera del Río de la Plata. Ambas instalaciones se hallan próximas entre sí, en un complejo que ocupa aproximadamente 246.476 metros cuadrados, y posee una capacidad instalada total de 1.714 MW. El complejo Nuevo Puerto (que incluye ambas plantas de Nuevo Puerto y la planta Puerto de Ciclo Combinado) tiene un tamaño aproximado de 70.518 metros cuadrados. Puerto Nuevo cuenta con aproximadamente 92.370 metros cuadrados.

Las instalaciones de Nuevo Puerto fueron terminadas en 1926 y las de Puerto Nuevo fueron terminadas en 1930. Ambas instalaciones se fusionaron en los años 1980 en SEGBA, que posteriormente fuera convertida a Central Puerto luego de su privatización en 1992.

Nuevo Puerto se encuentra ubicada en Av. Thomas Edison 2001/2151 en la Ciudad de Buenos Aires, al norte del complejo y posee dos unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades de turbina a vapor 5 y 6), capaces de operar con gas natural y fuel oil, con una capacidad instalada actual de 360 MW.

La planta de Puerto de Ciclo Combinado se construyó en las instalaciones de Nuevo Puerto y fue habilitada comercialmente en el año 2000. El Puerto de Ciclo Combinado dispone de una potencia instalada de 765 MW y está conformado por dos turbinas de gas General Electric 9FA, dos calderas de recuperación y una turbina a vapor General Electric D11. La planta de Puerto de Ciclo Combinado es una de las más modernas y eficientes del país y cuenta con la capacidad de consumir gas natural y gas oil. Además, desde el año 2011, se han readecuado sus instalaciones para que, en ocasión de consumir combustible líquido, pueda utilizar un *blending* de gas oil y bio diesel en hasta un 20%.

Puerto Nuevo se encuentra ubicada en Av. en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ubicada hacia al sur del complejo y cuenta con tres unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades TV 7, 8 y 9), capaces de operar con gas natural y fuel oil con una capacidad instalada de 589 MW.

Tecnología. Las unidades turbogrupo a vapor de ambas instalaciones son turbinas con etapas de alta, media y baja presión, que operan mediante vapor súper calentado obtenido mediante una caldera convencional exclusiva. La unidad turbogrupo funciona en forma de ciclo. El agua circula hacia una caldera para generar vapor. La expansión del vapor hace girar la turbina, provocando que se active un generador de energía eléctrica. Luego de su uso en la turbina, se recoge el vapor en condensadores donde vuelve a su forma líquida, y el agua circula nuevamente hacia la caldera para generar más vapor y alimentar nuevamente a la turbina.

La tecnología de ciclo combinado es una de las tecnologías de mayor eficiencia disponibles en generación de electricidad en base a combustibles fósiles. Consiste, en primer lugar, en la alimentación de la mezcla de combustible y aire a cada una de las turbinas a gas, donde la combustión produce una rápida expansión de los gases resultantes, transformando esa energía en rotación y finalmente en electricidad a través del generador acoplado a la turbina. Los gases de escape de cada turbina son recogidos y derivados a una caldera de recuperación que utiliza la energía calórica contenida en los gases de escape de la turbina a gas para generar vapor. El vapor así producido se inyecta en una turbina de vapor, donde al expandirse transfiere su energía a la turbina, siendo finalmente convertida en electricidad mediante un generador. De modo similar a una turbina de vapor convencional, el vapor es condensado y retornado al circuito para generar nuevamente vapor.

Ubicación. La ubicación del complejo dentro del Puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el derecho a hacer uso de ciertas instalaciones portuarias, le permite a Central Puerto recibir y almacenar combustibles a gran escala. El combustible líquido (gas oil, fuel oil y biodiesel) es recibido a través de buques que operan en las dársenas aledañas al predio, desde los cuales se realiza la descarga directamente en el complejo. Para brindar flexibilidad operativa, existen entre las instalaciones de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto vinculaciones subterráneas que permiten desplazar los combustibles almacenados entre ambas plantas, esto, de acuerdo con las necesidades del despacho de las unidades.

La ubicación de las instalaciones a la vera del Río de la Plata facilita la disponibilidad de agua como insumo básico de este tipo de instalaciones. El agua es un insumo fundamental tanto para generar vapor como para el enfriamiento de las unidades. En este sentido, tanto en Puerto Nuevo como en Nuevo Puerto se cuenta con plantas de tratamiento de agua capaces de tomar agua de río y entregarla en la calidad que cada etapa del proceso de generación de energía eléctrica requiere.

Actualmente, Central Puerto es titular del predio donde se sitúan las plantas de Nuevo Puerto, Puerto de Ciclo Combinado y Puerto Nuevo.

Suministro. La electricidad producida por cada unidad se despacha al SADI a través de un transformador perteneciente a las unidades de generación de la Emisora, el cual ajusta la tensión de salida del generador a la requerida por la red. La entrega se hace en las subestaciones de 132 KV aledañas a las plantas, que actualmente son operadas por Edenor S.A. (empresa distribuidora de electricidad titular de la concesión de distribución de energía eléctrica del área donde se ubica el Complejo Puerto).

Planta Luján de Cuyo

Las unidades generadoras están localizadas en la localidad de Luján de Cuyo, en la provincia de Mendoza, y poseen una potencia instalada de 595,32 MW. La planta inició sus operaciones en 1971.

Tecnología. La planta Luján de Cuyo cuenta con 11 unidades generadoras, 6 turbinas turbogas, 4 turbinas turbovapor y una mini turbina hidráulica, inaugurada en el año 2013, con una potencia total instalada de 595,32 MW.

El principal generador es un ciclo combinado conformado por una unidad de turbogas (TG25) marca Siemens y una turbina de vapor (TV15) marca Sköda; conformando así un ciclo combinado de última generación en términos de tecnología y alta eficiencia operativa.

La planta también tiene una unidad de cogeneración (CHP) que inició sus operaciones el 5 de octubre de 2019. Esta unidad suministra hasta 125 toneladas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. La planta cuenta con dos turbogas marca Siemens (TG26 y TG27), y dos calderas de recuperación. El vapor es enviado a YPF mediante un vaporducto que vincula la planta con la refinería. Ambos turbogas cuentan con la posibilidad de operar a gas natural o gas oil.

La planta Luján de Cuyo también posee dos turbinas a gas marca Alstom tipo Frame5 (TG23 y TG24). Antes de que las unidades TG26 y TG 27 descritas anteriormente entraran en servicio, TG23 y TG24 abastecían de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo, en una configuración de cogeneración. A partir del 5 de octubre de 2019, TG23 y TG24 fueron configuradas para operar en un ciclo abierto. Ambas turbinas a gas cuentan con la posibilidad de operar a gas natural o gas oil.

La planta Luján de Cuyo también tenía un ciclo combinado ABB, que operaba indistintamente a gas natural o gas oil o *blendings* de gas oil con biodiesel (hasta un 30%). Dado que la unidad TG21 se encuentra dada de baja desde el año 2014, la Compañía solicitó a CAMMESA autorización para desconectarla del MEM, la cual fue otorgada en abril de 2019. Asimismo, la Compañía solicitó autorización para desconectar la turbina de vapor TV14, debido a la baja capacidad de generación de esta unidad, la cual fue otorgada en octubre de 2019. Por sus características técnicas, la unidad TG22 puede operar como una turbina a gas a ciclo abierto. Por lo tanto, solo se tuvo en cuenta la capacidad de generación de TG22 a los efectos de describir la potencia total de la planta de Luján de Cuyo en este Prospecto.

Durante el año 2013, se inauguró una Mini Turbina Hidráulica, bajo el programa energías renovables GENREN del Ministerio de Planificación (actualmente el Ministerio de Energía), consistente en una turbina y un generador marca Ossberger de 1 MW, para aprovechar el salto de agua existente dentro del predio de la planta Luján de Cuyo. Dicho salto es conformado por agua del río Mendoza, que es desviada hacia la planta a los efectos de servir como refrigeración de los condensadores de las unidades turbovapor.

También en el año 2013 se hicieron las inversiones necesarias para poder generar y comercializar energía eléctrica en Energía Plus. Para ello, se adecuaron las instalaciones del ciclo combinado (TG25-TV15) permitiendo incrementar la potencia del conjunto generador en 16 MW. Según la normativa de Energía Plus, el generador compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y abastece a los grandes consumidores de electricidad a precios de mercado, denominados en Dólares Estadounidenses, convenidos previamente entre el generador y sus clientes. Estos contratos requieren que el generador cuente con un contrato de combustible para generación, que le permita cubrir la demanda comprometida.

Ubicación. La planta está ubicada en el parque Industrial Provincial, Luján de Cuyo, Mendoza, por lo que es vecina de una serie de industrias allí localizadas, entre las que se destaca la refinería Luján de Cuyo perteneciente a YPF.

Además, el predio donde se encuentra instalada la planta de Luján de Cuyo se ubica a las orillas del río Mendoza, uno de los principales afluentes de la provincia. La ubicación de la planta con acceso a agua del río Mendoza le permite contar con la fuente para la obtención de agua tanto para ser utilizada en el proceso de generación, como para su utilización como fuente fría en la refrigeración de los condensadores. La planta cuenta con instalaciones de planta de agua con niveles de producción adecuados a los requerimientos de la misma.

Suministro. La energía generada por las unidades instaladas en la planta de Luján de Cuyo es entregada al SADI, mediante la vinculación de la misma con la subestación de 132 KV Luján de Cuyo, que se encuentra adyacente a la planta, y que es operada por Distrocuyo, un operador de la red de transporte por distribución troncal del área Cuyo. El vapor es entregado, de conformidad con un contrato (distinto al contrato entre la planta de La Plata e YPF), mediante un corto gasoducto que conecta la planta de Luján de Cuyo con la refinería adyacente de YPF en Luján de Cuyo.

Dado que se trata de una planta mediterránea, la llegada de combustibles líquidos debe hacerse por tierra, esencialmente mediante camiones. Para amoldarse a la cadena de suministro de combustible, la planta cuenta con una playa de descarga de camiones

transportistas de estos fluidos, todos con instalaciones para recibir gas oil, fuel oil y biodiesel. YPF debe suministrar gas natural para ser utilizado en el lugar, y, ante situaciones de escasez, YPF debe suministrar gas oil por hasta 45 días al año. La ubicación de la refinería de YPF en Luján de Cuyo optimiza el proceso de logística, volviéndolo más sencillo debido a la cercanía de la refinería de Luján de Cuyo a la planta de Luján de Cuyo.

Mantenimiento

Las plantas cuentan con talleres, depósitos, e instalaciones adecuadas para llevar adelante la operación y el mantenimiento de las unidades. El mantenimiento de las unidades es coordinado con CAMMESA a fin de evitar la escasez de suministro de energía. Estas operaciones, vitales para el éxito del negocio, son realizadas según el tipo de máquinas, por personal propio de la Emisora o, en el marco de acuerdos de provisión de servicios de largo plazo (“LTSA”) celebrados con compañías líderes mundiales en la construcción y el mantenimiento de centrales térmicas tales como (i) General Electric, que realiza el mantenimiento de la planta Puerto Cielo Combinado y de parte de las unidades de Luján de Cuyo, y (ii) Siemens, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado y de la nueva unidad de cogeneración del sitio Luján de Cuyo, bajo un contrato que incluye el suministro de piezas y mano de obra.

En el marco de los acuerdos LTSA, estos proveedores suministran materiales, repuestos, mano de obra y dirección de ingeniería in situ de los mantenimientos programados de acuerdo con las recomendaciones técnicas correspondientes.

El personal propio de Central Puerto, en tanto, realiza el mantenimiento de los turbogrupos de vapor. Para ello, la Emisora cuenta con un stock de las piezas necesarias dentro de cada planta. Esto permite asegurar la disponibilidad inmediata de las mismas, reduciendo los tiempos de reemplazo de las piezas, al tiempo que permite garantizar la provisión de las partes no disponibles en el mercado.

Esta correcta planificación, tanto para los mantenimientos a cargo del personal propio, como para el caso de los mantenimientos tercerizados por General Electric y Siemens en el marco de LTSA, permite minimizar los tiempos de parada y reduce las indisponibilidades forzosas de las unidades, maximizando la eficiencia de las mismas.

Planta Brigadier López

La Central Termoeléctrica Brigadier López se encuentra ubicada en el Parque Industrial Sauce Viejo, en la localidad de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe. La planta tiene una capacidad instalada de 280,5 MW y está en funcionamiento desde agosto de 2012.

En 2010, la empresa generadora del sector público IAESA (anteriormente denominada ENARSA) inició la construcción de la central. En 2012, ENARSA fijó la fecha de habilitación comercial de la turbina de gas a ciclo abierto, completando así la primera etapa del proyecto. En junio de 2019, Central Puerto adquirió la central, con el objetivo de instalar una turbina a vapor, la cual ya fue adquirida, con una capacidad instalada de hasta 140 MW en configuración de ciclo combinado junto con la turbina a gas existente. A la fecha de este Prospecto, está pendiente la construcción de las instalaciones de la central de ciclo combinado (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes”).

Tecnología: la Central Termoeléctrica Brigadier López tiene una unidad de generación de energía operativa, con una capacidad instalada de 280,5 MW (la cual puede alcanzar una capacidad total de hasta 420 MW, operando como ciclo combinado). Esta unidad generadora está integrada por una moderna turbina a gas marca Siemens (TG01), modelo SGT5-4000 F y un generador con refrigeración por aire marca Siemens, modelo SG 1000A. La turbina a gas funciona a gas natural como también a gas oil (diesel oil).

Asimismo, la central tiene una turbina a vapor de 140 MW, modelo SST-900 RH con diseño de carcasa doble y una caldera de recuperación, cuya instalación no se encuentra finalizada a la fecha de este Prospecto. Bajo una configuración de ciclo combinado, la Central Termoeléctrica Brigadier López debería operar como un ciclo combinado altamente eficiente, incrementando así su eficiencia y capacidad total de generación.

Ubicación: la central se encuentra ubicada en el parque industrial Sauce Viejo, cerca de muchas otras plantas industriales. El parque industrial Sauce Viejo se encuentra ubicado en la Ruta Nacional N° 11, a 20 km de la ciudad de Santa Fe, capital de la provincia homónima. Esta ubicación es sumamente estratégica debido a su accesibilidad y ventajas logísticas.

A su vez, la Central Termoeléctrica Brigadier López yace en la costa del río Coronda, uno de los principales cauces del río Paraná. El acceso desde el río Coronda brinda una fuente de suministro de agua para el proceso de generación y el condensador de la turbina a vapor. La central tiene una planta de tratamiento de agua, con niveles de producción adecuados para satisfacer sus requerimientos.

Suministro: la energía eléctrica generada por las unidades instaladas en la Central Termoeléctrica Brigadier López es entregada al SADI, primero, a través de un transformador de alta tensión y, luego, a través de la subestación transformadora Brigadier López a 132 kV. Si bien el transformador es propiedad de Central Puerto, la subestación es operada por EPE Santa Fe (empresa que tiene la

concesión del servicio de distribución y transporte de energía eléctrica en la provincia de Santa Fe). El transformador modifica la tensión de salida del generador para llegar a la tensión necesaria de la red eléctrica, y la subestación actúa como interfaz entre la Central Termoeléctrica Brigadier López y las líneas aéreas conectadas al SADI.

La central opera mayormente a gas natural. Se conecta al gasoducto principal (GNEA) a través de un gasoducto exclusivo de 19 km de extensión que garantiza el suministro de gas natural. La central también puede operar utilizando combustibles líquidos, los cuales deben ser transportados por vía terrestre, habitualmente en camiones. Para posibilitar la cadena de suministro de combustible, la central posee un área de descarga de camiones con instalaciones equipadas para recibir y entregar gas oil. A su vez, la planta dispone de un muelle (que aún no está disponible), donde podrá recibir combustibles líquidos transportados por buques.

Provisión de combustible y agua para generación térmica

Las plantas de recursos convencionales de la Emisora consumen tres tipos de combustible: (i) gas natural en todas las unidades, (ii) fuel oil en las unidades turbo vapor exclusivamente, y (iii) gas oil en las unidades turbo gas o ciclo combinados. Adicionalmente, en las unidades de ciclo combinado dual se puede utilizar una mezcla de biodiesel y gas oil en determinados porcentajes.

La siguiente tabla muestra el consumo potencial (calculado como el consumo habitual declarado por CAMMESA según las especificaciones del fabricante de la unidad, suponiendo que la misma produce energía el día entero) de combustible fósil de las unidades en las plantas de recursos convencionales de la Emisora al 31 de diciembre de 2019:

Planta	Unidad	Gas natural (Miles de m3/día)	Gas oil (m3/día)	Fuel oil (Ton/día)
Puerto Ciclo Combinado.....	CEPUCC11	1.720	1.821	-
Puerto Ciclo Combinado.....	CEPUCC12	1.720	1.821	-
Nuevo Puerto.....	NPUETV05	794	-	710
Nuevo Puerto.....	NPUETV06	1.610	-	1.445
Puerto Nuevo.....	PNUETV07	980	-	867
Puerto Nuevo.....	PNUETV08	1.337	-	1.174
Puerto Nuevo.....	PNUETV09	1.601	-	1.432
Subtotal Complejo Puerto.....		9.763	3.643	5.628
Luján de Cuyo.....	LDCUCC25	1.418	-	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTV11	447	-	411
Luján de Cuyo.....	LDCUTV12	457	-	409
Luján de Cuyo.....	LDCUTG22	282	286	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTG23	70	68	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTG24	70	68	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTG25	203	198	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTG26	203	198	-
Subtotal Planta Luján de Cuyo.....		3.150	818	820
Brigadier López.....		1.758	1.811	0
Subtotal Brigadier López.....		1.758	1.811	0
Total Central Puerto.....		14.671	6.272	6.449

Fuente: CAMMESA. Programación estacional definitiva noviembre 2019 – abril 2020

La exposición de la Emisora a las variaciones de precios de combustibles es limitada, ya que bajo la normativa vigente, el combustible necesario para la producción bajo el marco regulatorio de Energía base es provisto por CAMMESA, sin cargo alguno. Alternativamente, con fecha 7 de noviembre de 2018, por Resolución SEE 70/18, el Gobierno Argentino autorizó a las generadoras a comprar su propio combustible para centrales comprendidas en el marco regulatorio de Energía Base. Si las compañías generadoras optan por esta opción, CAMMESA calcula el costo de combustible de estas compañías y luego procede a reembolsárselos, de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generadora a CAMMESA. El Organismo Encargado del Despacho (“OED”) - es decir, CAMMESA - seguirá suministrando combustible a aquellas generadoras que no adhieran a esta opción. En el caso de los contratos de compra de energía, las variaciones en los costos del combustible son consideradas para determinar el precio de venta de energía. El precio que los generadores reciben por la energía es determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, sin provisiones para el precio del combustible suministrado.

En relación al consumo de agua, la misma tiene un costo únicamente en determinados casos puntuales debido a que la Emisora produce el agua necesaria en sus propios establecimientos. En el caso de la provisión de vapor a la refinería Luján de Cuyo (Mendoza), solo se paga por el agua consumida cuando el consumo supera los parámetros establecidos en el contrato con YPF.

Generación de Energía Eléctrica del Complejo Hidroeléctrico

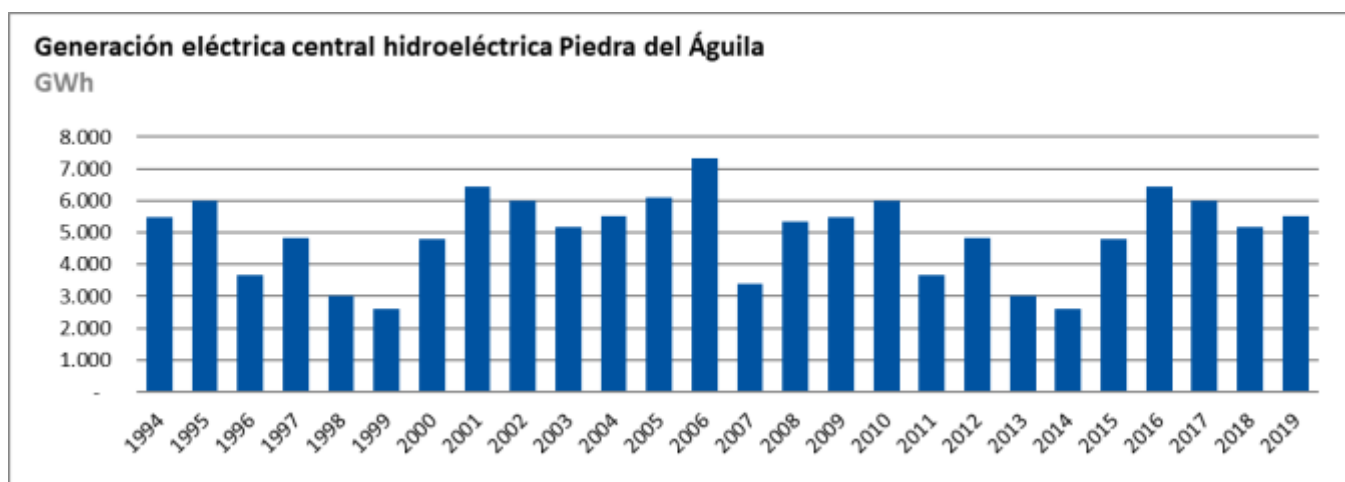
Piedra del Águila

El complejo hidroeléctrico situado en Piedra del Águila es el complejo de generación hidroeléctrica del sector privado de mayor envergadura de la Argentina. Las obras concluyeron en 1994 y está situado en Argentina, a unos 1.200 kilómetros al sudoeste de Buenos Aires, sobre el Río Limay, en el límite entre las provincias de Neuquén y Río Negro. Piedra del Águila cuenta con una capacidad instalada de 1.440 MW a partir de cuatro unidades generadoras de 360 MW.

Piedra del Águila comprende una presa de gravedad construida de hormigón con una altura máxima de 170 metros sobre su fundación, una central eléctrica con cuatro unidades de turbogeneración de 360 MW cada una, obras de toma y conducción de agua, un aliviadero con capacidad para descargar 10.000 metros cúbicos por segundo, obras de desviación del río, un descargador de fondo con una capacidad de 1.500 metros cúbicos por segundo e instalaciones para la construcción, incluyendo caminos de acceso, un puente, y suministro de energía eléctrica. La presa está diseñada de forma tal de poder recibir dos unidades adicionales de turbogeneración de 360 MW, aunque a la fecha de este Prospecto, la Emisora no tiene planes de instalarlas (permitirían a la planta mayor potencia para abastecer picos, pero no modificarían la energía eléctrica generada al año, pues esa generación depende del afluente del río).

Los recursos hídricos permiten a Piedra del Águila generar anualmente un promedio de 4.631 GWh al año (en base a las operaciones históricas entre 1994 y 2019, sin contar la energía eléctrica destinada a uso interno). Durante dicho período, la máxima generación anual fue de 7.333 GWh en 2006 y la más baja de 2.351 GWh en 2016.

El cuadro a continuación muestra la energía eléctrica generada por Piedra del Águila entre 1994 y 2019:



Fuente: CAMMESA

La presa. La presa de Piedra del Águila está formada por alrededor de 2,8 millones de metros cúbicos de hormigón impermeable. Tiene 860 metros de longitud, alcanzando una altura (desde su base) de aproximadamente 170 metros. La capacidad de almacenamiento asciende a 12.000 millones de metros cúbicos, de los cuales son utilizables 6.000 millones de metros cúbicos, lo que permitiría 45 días de generación a razón de 1.440 MW de capacidad 24 horas al día.

Seguridad del Paleocauce. En el margen izquierdo de la presa, se encuentra un valle fluvial relleno con coladas basálticas denominado "paleocauce". Esta estructura natural constituye una segunda parte del cierre del río la cual se impermeabilizó para asegurar su estabilidad. El Paleocauce constituía una zona potencial de filtraciones en el margen izquierdo. Para mitigar los riesgos asociados a dicha circunstancia, antes del llenado inicial del embalse, se realizaron una serie de obras tendientes a reducir los gradientes de escurrimiento y garantizar su estabilidad:

- **Cortina de Impermeabilización:** Se materializó a través de inyecciones cementicias y químicas que se realizaron desde túneles horizontales de alrededor de 1.200 metros de longitud que se excavaron en el macizo. El objeto de esta obra fue impermeabilizar el relleno aluvial comprendido entre la roca base y la zona de contacto con el basalto.
- **Muro Diafragma:** Es una estructura de hormigón de transición de alrededor de 150 metros de longitud que vincula la cortina de impermeabilización con la presa.

- *Cortina de Drenaje*: Es un túnel horizontal de más de 400 metros de largo excavado en el macizo que cubre toda la sección transversal del Paleocauce, desde el cual se realizaron perforaciones para captar el agua de filtración que supera la cortina de impermeabilización.
- *Pozos de Drenajes*: Son cinco pozos verticales de alrededor de 40 metros de profundidad y 5 metros de diámetro ubicados aguas abajo de la cortina de drenaje, desde los cuales se realizaron perforaciones subhorizontales direccionadas al contacto basalto-aluvión para captar el agua que escurre por esa zona de alta permeabilidad.
- *Sistema de Bombeo*: Son diez electrobombas instaladas en una galería ubicada en el anfiteatro (zona más baja del macizo del Paleocauce) que tienen por objeto mantener los niveles piezométricos de uno de los acuíferos existentes en el aluvión en valores predeterminados para asegurar la estabilidad de esa zona.

La central eléctrica. La central hidroeléctrica, ubicada al pie de la presa, cuenta con cuatro turbinas del tipo Francis, con sus correspondientes generadores, un banco de transformadores para cada generador, y equipos de operación, control, y auxiliares. Las turbinas son turbinas hidráulicas formadas por ejes verticales con una carcasa espiralada de acero. Cada turbina tiene una capacidad nominal de 360 MW y una carga hidráulica nominal de 350 metros cúbicos por segundo, y está diseñada para rotar a una velocidad de 125 rpm.

Cada generador opera con su correspondiente transformador elevador de 500 kV, el que comprende un sistema de doble barra conductora, con un único interruptor con aislamiento de acero SF-6, al que se conectan todas las unidades generadoras. El interruptor está conectado a la subestación transformadora del SADI a través de dos líneas de transmisión. La entrega se realiza en la Estación de 500 KV Piedra del Águila, operada por Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (“Transener”), la cual posee, opera y mantiene el sistema de transmisión de electricidad de alta tensión más importante de Argentina.

Durante paradas y arranques de la central eléctrica como medio de servicio auxiliar se cuenta con dos líneas de 13,2 kV vinculadas a la red de distribución local operada por el Ente Provincial de Energía del Neuquén, dos generadores de emergencia y dos baterías estacionarias de 110V, cada una de las cuales es capaz de abastecer energía.

La operación y el mantenimiento de una planta hidroeléctrica son tareas relativamente sencillas en comparación con plantas térmicas que requieren de un uso intensivo de mano obra. Para operar la planta, se controla el flujo de agua, la generación de energía y el equipo relacionado. El personal de operación de la planta está organizado en varios departamentos: (i) ingeniería civil (a cargo de controlar el equipo y la estructura de la presa); (ii) operaciones (a cargo de controlar el suministro de la energía generada); (iii) servicios especiales y soporte técnico; y (iv) administración. El personal de Central Puerto se encarga del mantenimiento de la planta.

La gestión de operación y mantenimiento (O&M) de la central hidroeléctrica se realiza siguiendo las recomendaciones de los fabricantes y estándares de la actividad. Para el seguimiento de la gestión se utilizan indicadores de performance referenciados en el Standard 762 del *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

Todas las tareas ordinarias de O&M se llevan adelante con personal propio. El mantenimiento electromecánico de las Unidades Generadoras y Equipos Auxiliares está orientado a la predicción y prevención de fallas, y tiene como objetivo minimizar el mantenimiento correctivo y maximizar la disponibilidad de las Unidades Generadoras.

La operación de las Unidades Generadoras se realiza de acuerdo a los requerimientos del Organismo Encargado del Despacho (OED) y en cumplimiento de las Normas de Manejo de Aguas (NMA). La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas está a cargo de la supervisión de la gestión hídrica y de la operación de la presa.

El estado de la presa y el Paleocauce es auditado cada cinco años por un panel de especialistas independientes bajo la fiscalización del Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP). También se monitorea la fauna íctica y la calidad del agua del embalse y los ríos afluentes al menos cuatro veces por año.

El Contrato de Concesión HPDA. La Emisora es parte de un contrato de concesión con el gobierno argentino que finaliza el 29 de diciembre de 2023 (el “Contrato de Concesión HPDA”). Según los términos del Contrato de Concesión HPDA, la Emisora tiene derecho a generar y vender electricidad y a utilizar determinados bienes de propiedad del estado, incluyendo la planta y los recursos hídricos conexos. La Emisora puede únicamente utilizar la planta para generar electricidad. El gobierno argentino y la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tienen derecho a desviar o utilizar de cualquier otro modo los recursos hídricos actuales o futuros sin compensación alguna para la Emisora. El Contrato de Concesión HPDA y los derechos allí otorgados no pueden ser cedidos sin el previo consentimiento del gobierno argentino. Al finalizar el plazo de la Concesión, la explotación de la planta se revierte al gobierno argentino sin tener la Emisora derecho a compensación ulterior alguna. Central Puerto tiene como objetivo lograr la renovación del Contrato de Concesión HPDA antes de su finalización.

A continuación se presenta un resumen de determinados términos y disposiciones del Contrato de Concesión HPDA:

- *Operaciones:* La Emisora está obligada a cumplir con determinadas normas y realizar algunas actividades, entre ellas, mantener una garantía general de Ps. 2,7 millones, mantener la planta y cumplir con obligaciones de seguridad y de materia ambiental, contribuir a un fondo de reparaciones, mantener registros y pólizas de seguro, entre otros.
- *Obras Obligatorias:* El gobierno argentino puede solicitar en cualquier momento que la Emisora lleve a cabo obras de carácter obligatorio solventadas conjuntamente por la Emisora y el gobierno argentino.
- *Cánones y Regalías:* La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tiene derecho a percibir un canon del 2,50% de los ingresos de la planta y las gobernaciones de las provincias de Río Negro y Neuquén perciben en total el 12% de dichos ingresos en concepto de regalías.
- *Indemnidad:* La Concesión incluye las disposiciones generales sobre indemnidad del gobierno argentino a Central Puerto en ciertas situaciones, incluyendo, entre otras, por daños o reparaciones que no son atribuibles a Central Puerto o por sus agentes o por daños causados por aguas abajo, en cada caso sujeto a ciertas condiciones. Central Puerto también indemniza al gobierno argentino en ciertas circunstancias.
- *Multas:* Toda demora u omisión por parte de la Emisora en el cumplimiento de las disposiciones del Contrato de Concesión HPDA o de las normas reglamentarias vinculadas con la generación o venta de electricidad puede llevar a la imposición de multas por parte del ente regulatorio correspondiente, aplicando un porcentaje sobre la facturación anual de la planta, que se establece dependiendo del tipo de incumplimiento. El gobierno argentino puede solicitar que CAMMESA efectúe directamente el pago de las multas al gobierno argentino con fondos obtenidos por ventas de energía en el MEM.
- *Rescisión:* El Contrato de Concesión HPDA puede ser rescindido por el gobierno argentino o Central Puerto en determinadas circunstancias que impliquen el incumplimiento de obligaciones contractuales, la imposición de multas, o el incumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables por parte de Central Puerto, entre otras.

Suministro. Casi toda la energía producida por Piedra del Águila y por otros generadores de la zona de Comahue es transportada hacia los centros de mayor demanda, esencialmente el área metropolitana de Buenos Aires, situada aproximadamente a 1.200 kilómetros de la planta. El sistema de transporte desde la región del Comahue comprende dos corredores con un total de cuatro líneas de transporte de 500 KV (la última de ellas comenzó a operar en diciembre de 1999), más una quinta línea que vincula Comahue con la región de Cuyo que comenzó a operar en septiembre de 2011. Desde que se concluyó la construcción de estas últimas dos líneas, fue posible evacuar la totalidad de la capacidad de generación de las centrales de la región del Comahue.

Relación con los gobiernos provinciales. Como miembros de la Junta de Gobierno de la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, los gobiernos de las provincias de Neuquén y Río Negro participan en el control regulatorio de los recursos hídricos que utiliza Piedra del Águila. De conformidad con el Contrato de Concesión HPDA y el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, la Emisora paga una regalía del 12% sobre los ingresos derivados de la producción de energía. Este canon se divide en partes iguales entre las provincias de Neuquén y Río Negro. La Provincia de Neuquén es titular del 4,13% del capital social de Central Puerto.

Generación de Energía Eléctrica de las Plantas de Generación Eólica

A la fecha de este Prospecto, la Emisora opera cinco parques eólicos: La Castellana I, La Castellana II y Achiras, Manque, Los Olivos y La Genoveva II.

Parque Eólico La Castellana I

La Castellana I es un parque eólico operado por CP La Castellana S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en agosto de 2018, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 100,80 MW que genera a través de 32 turbinas eólicas con una potencia de 3,15 MW cada una, suministradas por Nordex-Acciona.

Parque Eólico La Castellana II

La Castellana I es un parque eólico operado por CPR Energy Solutions SAU, una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables S.A., en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en julio de 2019, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 15,20 MW que genera a través de 4 turbinas eólicas con una potencia de 3,6 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico Achiras

Achiras I es un parque eólico operado por CP Achiras S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en septiembre de 2018, está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la ciudad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 48 MW que genera a través de 15 turbinas eólicas con una potencia de 3,2 MW cada una, suministradas por Nordex-Acciona.

Parque Eólico Manque

Manque es un parque eólico operado por CP Manque S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones parcialmente en diciembre de 2019 (38 MW) y en enero de 2020 (15,2 MW) y plenamente en marzo de (3,8 MW), está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 57 MW que genera a través de 15 turbinas eólicas con una potencia de 3,80 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico Los Olivos

Los Olivos es un parque eólico operado por CP Los Olivos S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en febrero de 2020, está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 22,8 MW que genera a través de 6 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas-Acciona.

Parque Eólico La Genoveva II

La Genoveva II es un parque eólico operado por Vientos La Genoveva II S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación mayoritaria. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en septiembre de 2019, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la localidad de Cabildo, y 30 km al noroeste de la ciudad de Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 41,80 MW que genera a través de 11 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas.

FONINVEMEM y programas similares

Tras la crisis económica de 2001 y 2002, y la posterior devaluación del Peso Argentino, se registraron importantes desequilibrios entre los precios de la energía eléctrica que recibían los generadores y sus costos operativos. Habida cuenta de la merma de recursos del Fondo de Estabilización nacional, un fondo administrado por CAMMESA, destinado a compensar las fluctuaciones entre los precios estacionales pagados por los distribuidores y el precio spot en el MEM, como consecuencia de la decisión del gobierno argentino de mantener los precios estacionales (los precios de la energía que pagan los distribuidores) por debajo del precio spot pagado a los generadores, a través de una serie de medidas, se estableció un orden de prioridad respecto a los pagos a efectuarse con recursos de este fondo. Así pues, tuvo lugar un sistema en el que los generadores recibían pagos solo por los costos de generación variables y por la capacidad de generación de energía. El saldo de las obligaciones mensuales a generadores por saldos impagos sería considerado LVFVD.

En 2004, a través de la Resolución SE N° 826/2004, se invitó a los generadores a quienes se les adeudaban sumas de dinero debido a la falta de fondos del Fondo de Estabilización (incluida la Emisora) a participar en la formación del Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), creado por Resolución SE N° 712/04. A través del FONINVEMEM, las empresas generadoras de energía eléctrica convirtieron sus créditos

pendientes por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2004 hasta diciembre de 2006 en uno o varios proyectos de ciclo combinado, adquiriendo el derecho a recibir el pago de sus créditos después de la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado construidas con fondos del FONINVEMEM.

En diciembre de 2004, la Emisora aceptó participar en la creación del FONINVEMEM. La Emisora perfeccionó el contrato el 17 de octubre de 2005, en virtud del cual las empresas generadoras recibirían (i) sus créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, por un total de U\$S 157 millones para Central Puerto, más una rentabilidad anual equivalente a la tasa LIBOR a 360 días (la cual, al 31 de diciembre de 2019, era del 1,996%), más un 1% en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, y (ii) sus respectivas participaciones proporcionales en el capital de las empresas generadoras formadas para dichos proyectos, es decir, TJSM y TMB, las que se encargan de gestionar la compra de equipos, y de construir, operar y mantener las nuevas centrales eléctricas, pautándose que la propiedad de las plantas se efectivizaría luego de diez años de operaciones. Las centrales eléctricas no son propiedad de TJSM y TMB, sino de dos fideicomisos creados por el gobierno argentino que reciben los ingresos por ventas de energía eléctrica generada por las plantas, entre otras cosas, para liquidar los créditos en concepto de LVFVD.

El 16 de octubre de 2006, la Emisora celebró dos contratos de prenda con la ex Secretaría de Energía Eléctrica a modo de garantía a favor de los dos fideicomisos, conforme a ciertos contratos de gestión de construcción y de gestión de operaciones, entregando en garantía: (a) el 100% de sus acciones en TJSM y TMB, y (b) el 50% de los derechos conferidos por las LVFVD a cobrar durante la vigencia del contrato de gestión de construcción y el contrato de gestión de operaciones.

El 13 de julio de 2007, la Emisora también decidió incluir en el contrato el 50% del total de sus créditos por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero hasta diciembre de 2007 en el programa FONINVEMEM, por un total de U\$S 30,3 millones. Dichos créditos también se pagarían en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio aplicable conforme al programa FONINVEMEM, a una tasa de interés equivalente a LIBOR a 360 días (la cual, al 31 de diciembre de 2019, era del 1,996%), más un 2%. En este caso, la Emisora no recibió ninguna participación adicional en el capital de TJSM y TMB como resultado de la inclusión de los créditos adicionales en el acuerdo con FONINVEMEM.

Una vez otorgada la habilitación comercial a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Emisora comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo que se le adeudaba a la Emisora bajo el programa FONINVEMEM por la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero 2004 hasta diciembre de 2007 ascendía a un total de U\$S 4,08 millones. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora recibió Ps. 1.130 millones (U\$S 20,27 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses) en concepto de capital e intereses por estos créditos (IVA incluido).

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía una participación del 30,8752% en el capital de TJSM y una participación del 30,9464% en el capital de TMB. Las citadas sociedades operativas tienen un ingreso variable de U\$S 1 por cada MW generado y un ingreso fijo para compensar sus costos operativos. En 2019, la Emisora recibió dividendos por su participación en el capital de TJSM y de TMB por la suma de Ps. 117 millones y Ps. 84 millones, respectivamente.

Después de transcurridos diez años de operaciones, se produjo la extinción de los PPA correspondientes a TJSM y TMB con fecha 2 de febrero de 2020 y 7 de enero de 2020, respectivamente. A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha cobrado el monto total de sus créditos relacionados con estas dos centrales. En ese momento, finaliza la duración de dichos fideicomisos y el gobierno argentino, el cual financió parte de la construcción, debe ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. Como consecuencia de ello, las participaciones de la Compañía en el capital de TJSM y TMB se verán significativamente diluida. A su vez, cada sociedad tiene derecho a recibir derechos de propiedad en esas centrales de parte de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente.

A partir de esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas deben llevar a cabo todos los trámites y las gestiones necesarios para que el gobierno argentino reciba las acciones representativas de su participación en el capital de TJSM y TMB que le corresponden, habida cuenta de los aportes de capital que ha efectuado en estas sociedades. Las restricciones impuestas por el gobierno argentino desde el 20 de marzo de 2020 en respuesta a la epidemia de COVID-19 imposibilitaron la realización de dichos trámites y gestiones dentro del citado plazo de 90 días. Por consiguiente, TJSM y TMB invocaron tales circunstancias como un supuesto de fuerza mayor y pospusieron las gestiones hasta mayo de 2020.

El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino notificó a la Compañía informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y las gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas sociedades reclamando, en cada caso, participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, respondió a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Acuerdo FONINMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas. Con fecha 4 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino reiteró su reclamo anterior a la Compañía. A la fecha de este Prospecto, Central Puerto está evaluando los pasos a seguir en este sentido.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no puede estimar los efectos exactos de la posible dilución de sus participaciones en TJSM y TMB debido a que la participación del gobierno argentino en estas sociedades se encuentra en discusión. Con fecha 4 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino reiteró su reclamo anterior a la Compañía. A la fecha de este Prospecto, Central Puerto está evaluando los pasos a seguir en ese sentido.

Asimismo, el 7 de enero de 2020 y el 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con los demás accionistas de TJSM y TMB (a título de garante dentro del marco y de los límites estipulados en el Acuerdo FONINMEM, la Nota SE N° 1368/05 y los contratos de fideicomiso), BICE, TJSM, TMB y la Secretaría de Energía acordaron modificaciones al Contrato de Operación y Mantenimiento (“Contrato de O&M”) de la Central Térmica Manuel Belgrano, y al Contrato de Operación y Mantenimiento (“Contrato de O&M”) de la Central Térmica San Martín, respectivamente, extendiéndose la vigencia del Contrato de O&M de TMB y TJSM hasta la fecha de liquidación efectiva del fideicomiso.

Respecto a las LVFVD correspondientes a las ventas de energía eléctrica a CAMMESA del período 2008-2011, el 28 de diciembre de 2010, el directorio de la Emisora aprobó un acuerdo con la ex Secretaría de Energía Eléctrica el cual establecía, entre otras cosas, el marco para definir un mecanismo de liquidación de los créditos devengados por generadores durante el período 2008-2011. A tales efectos, se acordó (i) la construcción de una nueva planta de generación, CVOSA, con créditos generados desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2011 a pagar a partir de la fecha de habilitación comercial del ciclo combinado de CVOSA; (ii) se creó CVOSA, la Emisora gestora de este proyecto, en la que la Emisora tiene una participación controlante, y (iii) el gobierno argentino creó un fideicomiso, el cual ostenta la titularidad de la planta en proceso de construcción. La unidad de ciclo combinado inició sus operaciones el 20 de marzo de 2018.

Una vez iniciadas las operaciones de la central CVOSA, en el caso de los créditos devengados entre el año 2008 y septiembre de 2010, la suma a pagar se convirtió a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha del Acuerdo de CVO (es decir, el 25 de noviembre de 2010), el cual era de Ps. 3,97-U\$S 1,00. A su vez, ciertos créditos devengados con posterioridad a septiembre de 2010, que también fueron incluidos en el Acuerdo de CVO, fueron convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha de vencimiento de cada transacción de venta mensual. El monto total estimado que se adeuda a la Emisora en virtud del Acuerdo en concepto de LVFVD 2008-2011 asciende a U\$S548 millones (IVA incluido), más los respectivos intereses devengados posteriormente a la Habilitación Comercial de CVO. Como consecuencia de la conversión de las LVFVD a dólares que se describe en el apartado anterior, la Emisora registró una ganancia extraordinaria, antes del impuesto a las ganancias, de Ps. 16.948 millones, expresada en la unidad de medida corriente al 31 de diciembre de 2019 (o Ps. 7.959 millones, en términos nominales). La Emisora reconoció dicha ganancia en el estado de resultados consolidado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 bajo el rubro “Actualización créditos CVO”. De conformidad con el Acuerdo de CVO, la Emisora tiene derecho a recibir el pago de las LVFVD por cobrar correspondientes al período 2008-2011 en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de la planta de ciclo combinado, es decir, a partir del 20 de marzo de 2018; devengando intereses a una tasa nominal anual igual a LIBOR a 30 días (la cual, al 31 de diciembre de 2019, era del 1,763%) más un 5%. Los pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos, convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

Con efectos a partir del 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial de CVO en el MEM, como ciclo combinado, de la central térmica Central Vuelta de Obligado. A efectos de poder comenzar a percibir los cobros, el Fideicomiso CVO y CAMMESA debían celebrar un PPA, en virtud del cual el Fideicomiso CVO consumiría las ventas de energía y, por consiguiente, recibiría los fondos para saldar los créditos por ventas.

El PPA se celebró con fecha 7 de febrero 2019, con efectos retroactivos al 20 de marzo de 2018.

Así pues, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra plenamente vigente.

Al 31 de mayo de 2019, las cuotas correspondientes al período marzo-diciembre 2018 ascendían a U\$S 78,15 millones (IVA incluido, correspondientes a las cuotas 1 a 10). En junio y julio de 2019, Central Puerto cobró Ps. 2.562 millones, en términos nominales (aproximadamente, U\$S 58,41 millones convertidos al tipo de cambio de la Comunicación “A” 3500 informado por el Banco Central a la fecha de pago) y Ps. 825 millones, en términos nominales (aproximadamente, U\$S19,70 millones convertidos al tipo de cambio de la Comunicación “A” 3500 informado por el Banco Central a la fecha de pago), en ambos casos, IVA incluido, por la cancelación de las cuotas correspondientes al período marzo-diciembre 2018 del Acuerdo de CVO.

En 2019, la Emisora cobró créditos de CVO por la suma de aproximadamente Ps. 8.450 millones (incluyendo las cuotas 1 a 10), medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2019. Las cuotas subsiguientes (cuota 11 en adelante) fueron cobradas en las respectivas fechas de pago.

De conformidad con los contratos de CVO, transcurridos los diez primeros años de operación, el fideicomiso transferirá la propiedad de las plantas de ciclo combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, habida cuenta de que el gobierno argentino financió parte de la construcción, se incorporará como accionista de CVOSA, y la participación de Central Puerto en el capital de CVOSA se diluirá significativamente. Si bien el efecto de la posible dilución no ha sido definido por los mismos motivos, la participación del gobierno argentino en CVOSA será de al menos el 70% debido a un acuerdo entre las partes.

Toda dilución de la participación de Central Puerto en TJSM, TMB o CVOSA podría disminuir sus ingresos, lo cual podría afectar adversamente sus resultados de las operaciones. Véase “*Información sobre la Emisora—FONINMEM y programas similares*”. Véase “*Factores de Riesgo—La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente*”.

Mercado y Red de Distribución

Área de Mercado

Las plantas de Central Puerto se encuentran distribuidas en diversos puntos geográficos del territorio argentino. Todas ellas se encuentran conectadas al SADI, permitiendo alcanzar a la casi totalidad de los usuarios domésticos e industriales del país.

Plantas Puerto Nuevo, Nuevo Puerto y Puerto de Ciclo Combinado: Se encuentran ubicadas en una posición privilegiada dentro del puerto de la Ciudad de Buenos Aires, una de las metrópolis más pobladas del mundo, lo que reduce las penalidades por pérdidas de energía en el transporte de la energía. Cuenta además con la presencia de 3 muelles que permiten la descarga de combustibles líquidos de embarcaciones de gran porte, facilitando el abastecimiento de este insumo.

Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila: Ubicada sobre el río Limay, límite entre las Provincias de Río Negro y Neuquén, esta represa se encuentra próxima a la ciudad de Neuquén y tiene la capacidad de suministrar energía a ciudades lejos del complejo mediante líneas de transmisión existentes.

Planta Brigadier López: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Sauce Viejo.

Terminal 6-San Lorenzo: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la ciudad de San Lorenzo.

Planta Luján de Cuyo: Ubicada dentro de la refinería Luján de Cuyo de YPF, esta planta provee vapor de agua a la planta. Su ubicación le permite abastecerse de gas oil de la propia refinería en caso de escasez de gas natural.

Parques Eólicos La Castellana I y II: Los parques eólicos La Castellana I y II están situados en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

Parques Eólicos La Genoveva I y II: Los parques eólicos La Genoveva I y II están situados en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la localidad de Cabildo y la ciudad de Bahía Blanca.

Parque Eólico Achiras: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Parque Eólico Manque: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Parque Eólico Los Olivos: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Parque Solar El Puesto: Ubicado en la Provincia de Catamarca, en las cercanías de la localidad de Santa María.

Central Manuel Belgrano: Ubicada en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la ciudad de Campana.

Central San Martín: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Timbúes.

Central Vuelta de Obligado: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Timbúes.

Red de distribución

Todas las plantas de la Emisora se encuentran conectadas al SADI, permitiendo llegar a la casi totalidad de los usuarios del país. Este sistema posibilita la interacción de todos los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, permitiendo a los generadores despachar su energía a los Grandes Usuarios y distribuidores de energía, a través de los transportistas. El sistema se encuentra regulado y admite la participación de todos los agentes MEM (generadores, sociedades de transmisión, distribuidores, Grandes Usuarios e, incluido el gobierno argentino a través de CAMMESA), evitando que pueda existir discriminación entre los actores involucrados.

Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Emisora cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema (por ejemplo, las refinerías de YPF), lo que constituye una importante ventaja competitiva.

Clientes

Modalidad operaciones continuadas	Clientes principales	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019	
		(en miles de Ps.)	Porcentaje de ingresos
Energía Base ⁽¹⁾ (Resolución SRRyME 1/19; Res. SE N° 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus respectivas modificatorias) ^{(2) (3)}	CAMMESA	27.378.909	76,14%
Ventas por contrato - Programa RenovAr	CAMMESA	2.653.942	7,38%
Ventas por contrato – Mercado a término	CAMMESA, Compañía Mega S.A., IEASA	4.115.104	11,44%
Ventas por contrato - MATER	Cervecería y Maltería Quilmes (subsidiaria de AB Inbev); San Miguel A.G.I.C.I y F.; Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.; Minera Alumbreira Limited (subsidiaria de Glencore in Argentina); Banco Supervielle S.A.	391.839	1,09%
Ventas por contrato - Energía Plus	Pirelli Neumáticos S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., PBBPolisur S.A., Metrive S.A., Pet Food Saladillo S.A., Banco Supervielle S.A.	189.821	0,53%
Ventas de vapor.....	YPF	434.648	1,21%
Otras.....	YPF	286.282	0,80%
Ingresos por el gerenciamiento de la central térmica CVO	Fideicomiso Central Vuelta de Obligado	510.239	1,42%

(1) Desde el 27 de febrero de 2020, entró en vigencia un nuevo régimen remunerativo para Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020, el cual se encuentra reglamentado por la Resolución N° 31/20. Para más información, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

(2) Incluye los ingresos derivados de la Resolución SEE 70/18. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

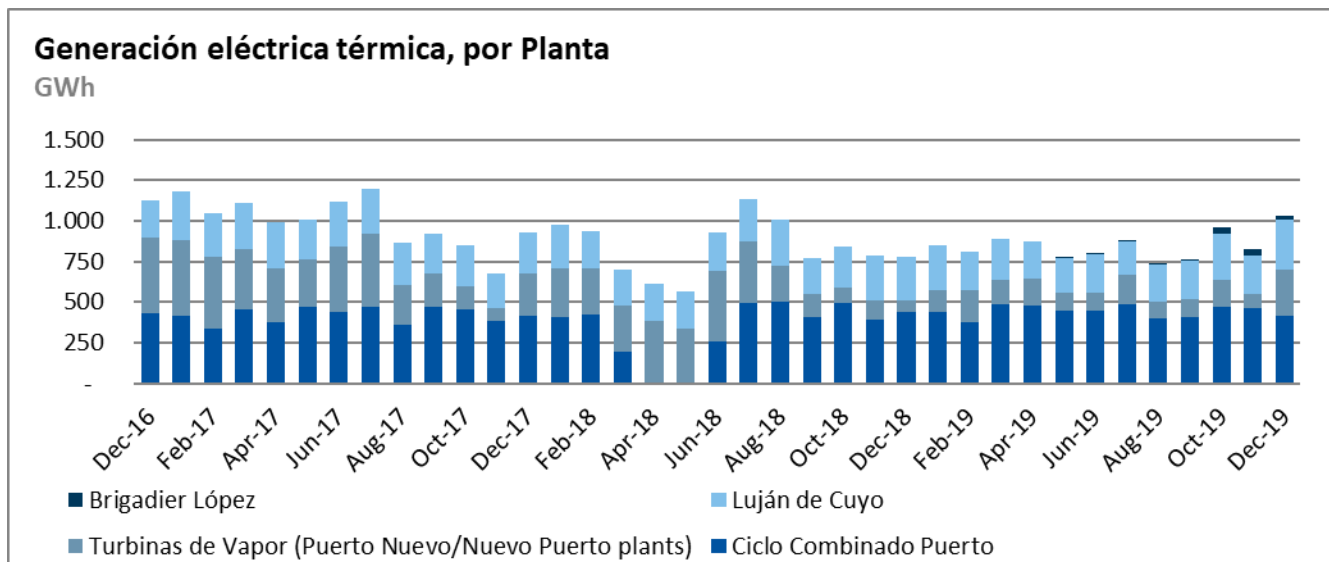
(3) Incluye ventas de energía y potencia no remuneradas conforme a la Resolución N° 95. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—El Programa Nacional” y el “Resultados Operativos—Ingresos—Energía Base”.

Para más información sobre los distintos regímenes regulatorios bajo los cuales se comercializa energía eléctrica, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Ingresos” e “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria”.

Estacionalidad

Estacionalidad de Generación Eléctrica por Centrales Térmicas

El siguiente gráfico muestra la generación de energía térmica promedio mensual a través de las operaciones continuadas de la Emisora de los últimos tres años:

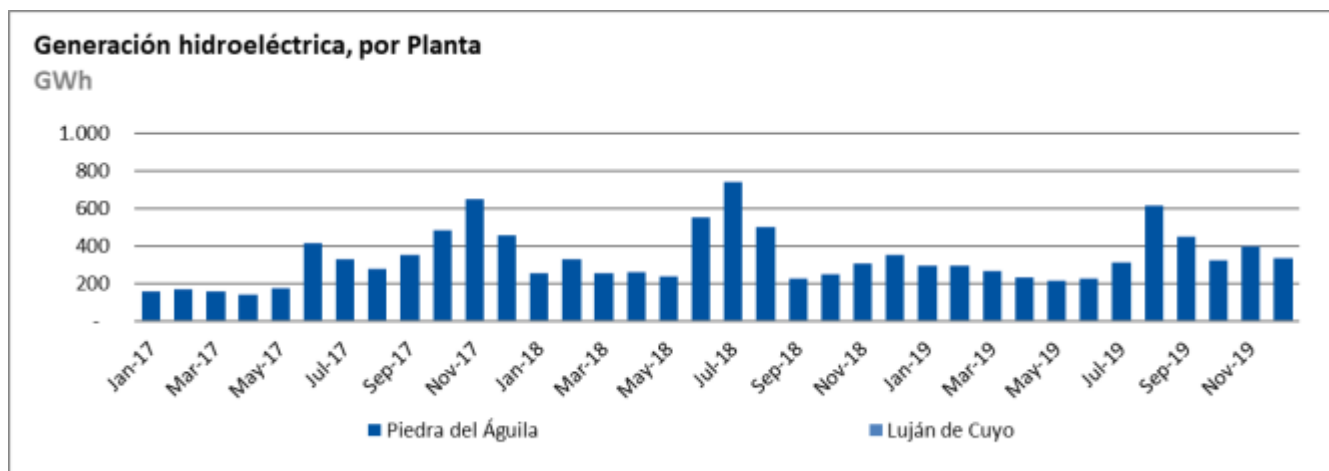


Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de los Recursos Hídricos y Generación Eléctrica de Piedra del Águila

La disponibilidad de agua es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de Piedra del Águila. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en las lluvias en el área de Piedra del Águila. Los niveles de agua generalmente incrementan entre mayo y diciembre debido a las lluvias de invierno y deshielo primaveral, pudiendo producir más energía durante esos períodos.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía hidroeléctrica promedio mensual de los últimos tres años (2016-2018):

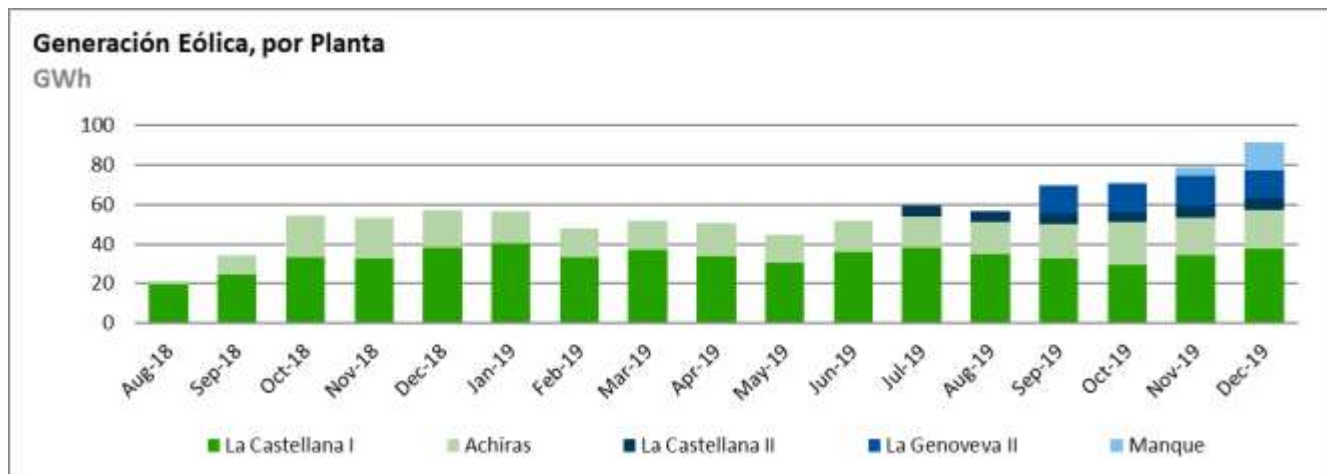


Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de los Recursos Hídricos y Generación Eléctrica de los Parque Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II, Manque y La Genoveva II

La disponibilidad de recursos eólicos es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de los parques eólicos Achiras I y La Castellana I. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en la velocidad de los vientos en el área donde se encuentra emplazado cada parque. La velocidad del viento generalmente incrementa entre mayo y septiembre, pudiendo producir más energía durante esos períodos.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía mensual de los parques eólicos de la Emisora desde el inicio de las operaciones hasta el mes de diciembre de 2019:



Fuente: CAMMESA

Marco Competitivo

La demanda de energía y electricidad en Argentina es atendida por diversas compañías de generación, tanto estatales como del sector privado. Estas compañías buscan adquirir el derecho a abastecer capacidad de generación y electricidad y a llevar a cabo proyectos para satisfacer la demanda de electricidad en Argentina. Algunos de los competidores extranjeros de la Emisora son de mayor envergadura y cuentan con más recursos que esta última. Debido a la importante brecha que existe entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina, se han generado interrupciones voluntarias y forzosas en el suministro en épocas de picos de consumo. Durante 2018 (y, puntualmente, el 28 de febrero de 2018, según los registros de CAMMESA) hubo un pico de demanda histórica de 26,3 GW, de los cuales 24,6 GW de capacidad se abastecieron internamente (con una capacidad instalada total de 36,9 GW), sin mediar importaciones de electricidad de países vecinos. En 2019, se importaron 2.746 GWh de electricidad, lo que representa un incremento del 699% en las importaciones de electricidad frente al mismo período en 2018.

Los principales competidores en el mercado de generación eléctrica son grupo Enel, AES Argentina Generación S.A. (filial de AES Corporation), Pampa Energía S.A. e YPF EE S.A.

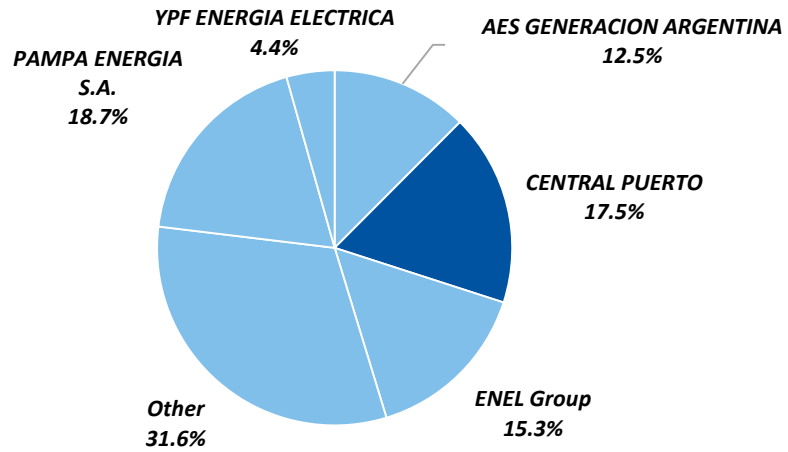
El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada de los principales generadores del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2019:

Compañía y Subsidiarias	Potencia (MW)
Central Puerto	4.273 ⁽¹⁾⁽²⁾
The AES Corporation	3.419 ⁽³⁾
Grupo Enel	4.105 ⁽⁴⁾⁽²⁾
Pampa Energía S.A.	4.463 ⁽⁵⁾
YPF EE	2.144 ⁽⁶⁾

Fuentes: (1) Basada en la documentación presentada oficialmente ante CAMMESA por Central Puerto S.A. con relación a sus operaciones continuadas al 31 de julio de 2019. (2) Basada en los estados financieros de correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y datos de CAMMESA. (3) Basada en información de CAMMESA. Solo por activos ubicados en la Argentina, operados por las siguientes subsidiarias: AES Argentina Generación S.A., AES Juramento S.A., AES Alicura S.A., AES Paraná S.A. y Termoandes S.A. (4) Basada en información de CAMMESA. Incluye Enel Generación Costanera S.A., Enel Generación El Chocón S.A. y una participación de 40% de Grupo Enel en Central Dock Sud S.A. (5) Basada en los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 (6) Basada en datos de CAMMESA.

Los siguientes gráficos exponen la participación en el mercado de generación eléctrica suministrada por compañías del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2019, basada en información publicada por CAMMESA:

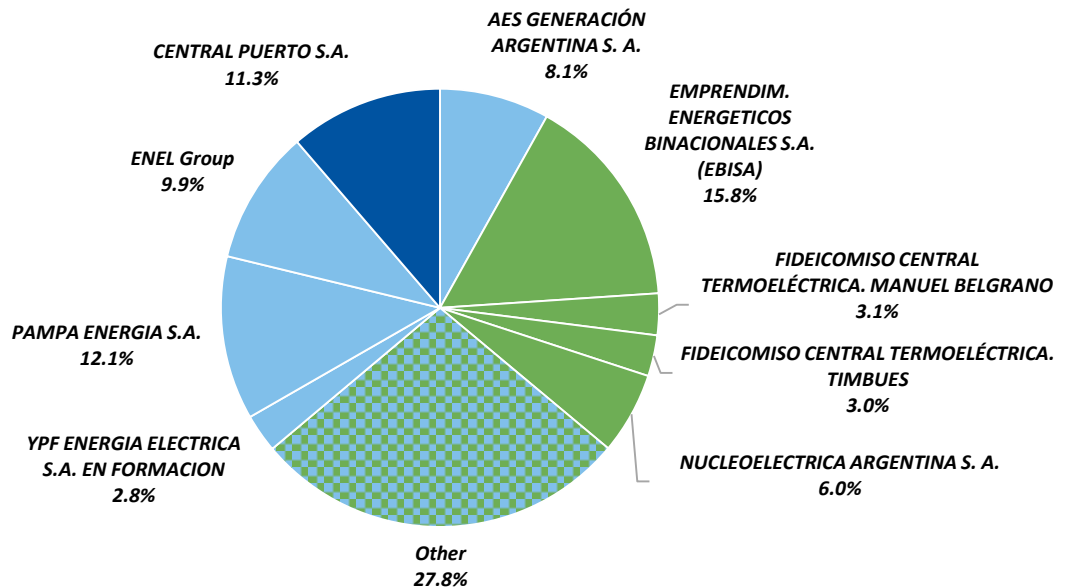
Participación de mercado de generación eléctrica del sector privado, por compañía (2019)



Fuente: CAMMESA

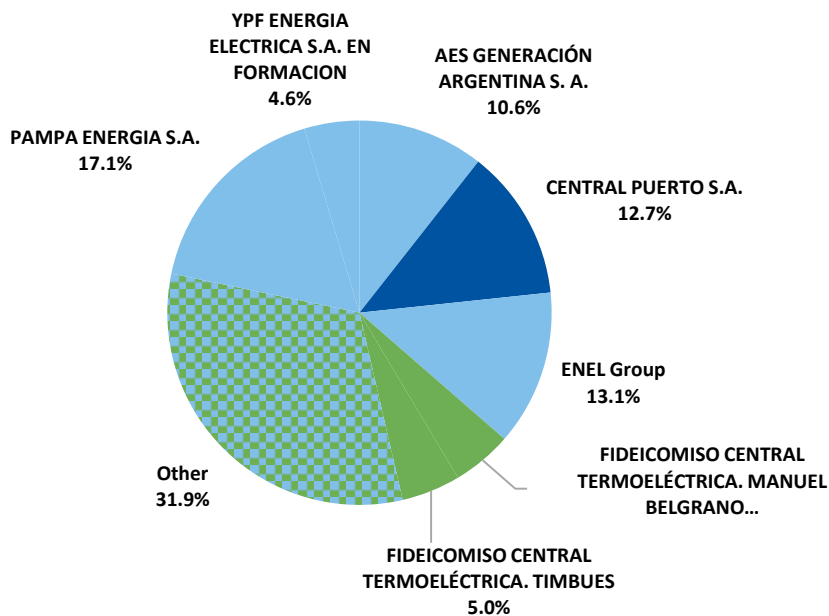
Los siguientes gráficos detallan la participación total del mercado de generación eléctrica y la participación de mercado de centrales térmicas (tanto de generadores del sector público como del sector privado) en Argentina al 31 de diciembre de 2019, basada en información publicada por CAMMESA:

Participación de mercado en generación eléctrica del total del mercado (2019)



Fuente: CAMMESA

Participación de mercado de generación eléctrica de fuentes térmicas (2019)

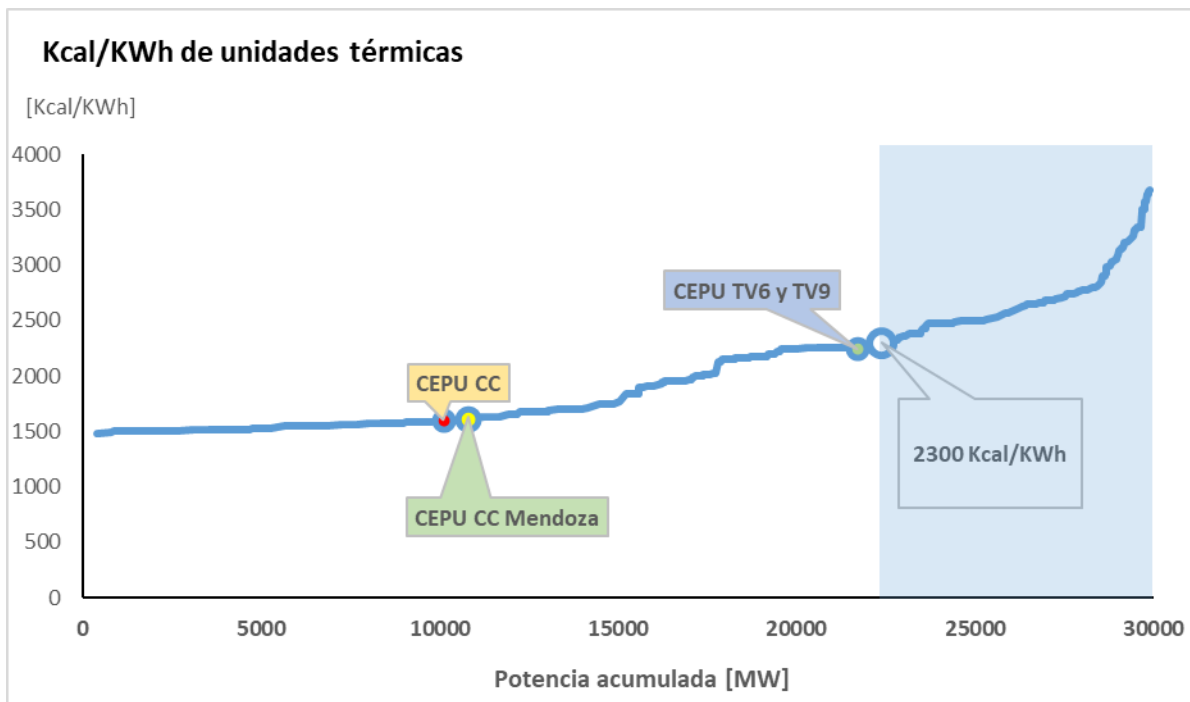


Fuente: CAMMESA

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en términos de MW asignados a cada marco regulatorio (Energía Base, Energía Plus, Resolución N° 220/07) para la Emisora y cada uno de sus competidores al 31 de diciembre de 2019:

En MW	Energía Base	Energía Plus (Resol. 1281/06)	PPA bajo Resol. 220/07	PPA bajo Resol. 21/16	PPA bajo Resol. 287/16	Mercado a término de energía renovable (MATER)	RenovAr	Total
Central Puerto ⁽¹⁾	3.098	321	-	-	-	-	-	4.273
AES Argentina Group	3.637	16	282	-	95	94	149	3.419
ENEL Group	4.105	-	-	-	-	-	-	4.105
Pampa Energía S.A. ⁽²⁾	3.241	298	419	305	-	99	100	4.463
YPF EE	1.680	-	-	365	-	99	-	2.144

Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia de las unidades de generación más importantes de la Emisora en comparación con las del resto del mercado, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para producir un kWh de electricidad:



Fuente: Programación estacional de CAMMESA para el período noviembre 2019-abril 2020.

La Emisora es uno de los mayores consumidores de gas natural del sector eléctrico argentino, así como también uno de los mayores consumidores de fuel oil, gas oil y biodiesel. Si bien CAMMESA es el principal proveedor de biodiesel de la Emisora, esta última ha desarrollado relaciones en los últimos años con compañías estratégicas de los sectores de petróleo, gas y biodiesel, y en el pasado ha participado de sociedades conjuntas con algunas de ellas.

Seguros

La Emisora contrata pólizas de seguro comerciales y personales para todas sus plantas de generación de energía, situadas en los distintos territorios de Argentina. A continuación se detallan los riesgos cubiertos por las pólizas de seguro de la Emisora:

- **Todo Riesgo Operativo (sobre/Bienes Físicos) + Pérdida de Beneficio:** Cobertura: Todo Riesgo Operativo, Edificios, Daños y Rotura de Maquinas, Incendio, hechos de la naturaleza, etc. por causa súbita, accidental, directa o indirectamente atribuibles a cualquier causa (excluyendo daños como resultado de terremotos en las plantas Piedra del Águila y Luján de Cuyo, en cuyo caso se deduce un 5% de los daños o hasta U\$S1.000.000), incluyendo Pérdida de Beneficios Consecuencial a causa de la Rotura o Daño en Activo Fijo por un período máximo de 18 meses.
- **Responsabilidad Civil Primaria:** Cobertura: Responsabilidad civil del asegurado frente a terceros, por daños patrimoniales y lesiones o muerte de terceros emergente del desarrollo de sus actividades, hasta U\$S 10.000.000 millones por cada una de las plantas de generación.
- **Responsabilidad Civil en Exceso:** Cobertura: Cualquiera de las cuatro locaciones de las plantas generadoras, por su responsabilidad civil frente a terceros por daños patrimoniales y lesiones o muerte de terceros emergente del desarrollo de sus actividades, por hasta U\$S 50.000.000 en exceso de la póliza primaria que se describe en el apartado anterior.
- **Responsabilidad Civil Portuaria:** En su carácter de Operador de Terminal Portuaria, la Emisora está cubierta por las operaciones de carga y descarga de combustibles que se realicen en la terminal portuaria, incluyendo pérdidas consecuenciales y contaminación súbita y accidental.
- **Responsabilidad Civil Directores y Gerentes:** Cobertura: Responsabilidad de Directores y Gerentes ante cualquier posible reclamo efectuado en su contra.

- **Automotores:** Cubre la responsabilidad civil contra terceros, por los reclamos que pueda recibir el asegurado por daños causados a terceros o sus bienes, y cubre los daños materiales que sufra el vehículo asegurado como consecuencia de accidentes, incendio, robo o hurto.
- **Aseguradora de Riesgos de Trabajo:** Cobertura: todo acontecimiento accidental ocurrido por el hecho o en ocasión del trabajo y aquellos ocurridos en el trayecto entre el domicilio del trabajador y su lugar de trabajo.
- **Seguro de Vida Obligatorio:** Cobertura: Riesgo de muerte por cualquier causa a todos los empleados bajo relación de dependencia.
- **Seguro de Vida Optativo:** Cobertura: Invalidez total y permanente por enfermedad o accidente, y pérdidas parciales por accidente.
- **Transporte:** Cobertura: Pérdidas y averías que tengan por causa choque, vuelco, desbarrancamiento o descarrilamiento del vehículo transportador y otras catástrofes.
- **Combinadas e Integrales:** Esta póliza brinda cobertura a las oficinas y depósitos situados en la ciudad de Neuquén. Asimismo, brinda cobertura contra ciertas catástrofes.
- **Seguro Obligatorio contra Contaminación Ambiental:** Cobertura: lesiones personales y pérdidas patrimoniales de terceros; daños y costos ecológicos incurridos en la prestación de servicios de emergencia y saneamiento ambiental.

A su vez, Central Puerto tiene previsto contratar las pólizas de seguro habituales para las plantas de generación de energía eléctrica que están actualmente en construcción, según corresponda.

La Emisora cree que el nivel de cobertura de seguros y reaseguros que mantiene es razonablemente adecuado para los riesgos a los que se enfrenta y son comparables con el nivel de cobertura de seguros y reaseguros mantenido por otras empresas similares que se desenvuelven en su mismo sector.

Gestión Ambiental

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial por cuestiones ambientales.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora dispone o ha solicitado los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y con los planes de gestión ambiental aprobados por la autoridad regulatoria pertinente. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Emisora realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

La Emisora ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En julio de 2019, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022 (Nuevo Puerto, Puerto Nuevo y Puerto Ciclo Combinado)
- Planta Luján de Cuyo:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Piedra del Águila:

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Brigadier López
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Parques Eólicos (Achiras, Castellana I, Castellana II, Genoveva II)
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022

Por otra parte, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22 de la Ley N° 25.675 de Política Ambiental Nacional, toda persona humana o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, tales como la Emisora, deberá contratar un seguro de cobertura con una entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir. La Emisora cumple cabalmente con lo reglado por dicha ley.

Seguridad y Salud

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

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

El compromiso con la “Mejora Continua” obliga a la Emisora 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 Emisora obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En mayo de 2016, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Luján de Cuyo:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Piedra del Águila:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
 - OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 11 de marzo de 2021
- Brigadier López plant
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022

- OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 11 de marzo de 2021
- Parques Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II y La Genoveva II
- ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022

Sistema Integrado de Gestión con certificaciones ISO

La dirección de Central Puerto ha fijado para sus plantas de generación de energía eléctrica y producción de vapor la implementación de un sistema integrado de gestión (“SIG”) a fin de satisfacer las necesidades y los requerimientos de las políticas propias, de sus objetivos, de los clientes, de la normativa vigente y de las normas internacionales ISO (por sus siglas en inglés, *International Organization for Standardization*) 9001/2015 en Calidad, ISO 14001/2005 en Medio Ambiente y OHSAS (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) 18001/2007 en Seguridad y Salud Ocupacional. El SIG está certificado por organismos de reconocido prestigio internacional y es auditado periódicamente como las referidas normas lo establecen.

Los objetivos a alcanzar a través de la implementación del SIG son:

- dotar a las plantas de herramientas de gestión útil y proactiva;
- asegurar la calidad de los procesos;
- satisfacer los requerimientos del cliente;
- buscar la mejora continua de los procesos;
- preservar la integridad de las personas y los bienes propios y de terceros;
- prevenir la contaminación;
- usar racionalmente los recursos;
- preservar el equilibrio ecológico; y
- mejorar la calidad de vida.

Central Puerto identifica los procesos y el apoyo necesario para la correcta operatividad de un SIG sostenible, participativo y no burocrático que sirva para implementar, en la actividad cotidiana, los principios establecidos por la dirección, en la política integrada de medio ambiente, calidad, seguridad, higiene y salud ocupacional, asegurando para ello la disponibilidad de recursos humanos, materiales y financieros. Central Puerto ha utilizado el modelo de gestión basado en “planificar-hacer-verificar-actuar” de modo de garantizar su mantenimiento y mejora continua para el SIG de sus plantas, el cual involucra uno o más de los siguientes sistemas:

- Sistema de Gestión de la Calidad
- Sistema de Gestión Ambiental
- Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional

El alcance individual del SIG en cada central es el siguiente:

- Complejo Puerto:
 - Planta Nuevo Puerto: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

- Planta Puerto Nuevo: SGA con Certificado ISO 14001/20015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015
- Puerto de Ciclo Combinado: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: IRAM

Año 2016 a 2022: TÜV Rheinland

- Planta Luján de Cuyo: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: SGS

Año 2016 a 2022: TÜV Rheinland

- Planta Piedra del Águila: SGA con Certificado ISO 14001/2004, SGC con Certificado ISO 9001/2008 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado OHSAS 18001/2007 (hasta marzo de 2021)

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: IRAM

Año 2016 a 2022: TÜV Rheinland

- Planta Brigadier López: SGA con Certificado ISO 14001/2004, SGC con Certificado ISO 9001/2008 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado OHSAS 18001/2007 (hasta marzo de 2021)

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022: TÜV Rheinland

- Parques Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II y La Genoveva II: SGA con Certificado ISO 14001/2004, SGC con Certificado ISO 9001/2008

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022: TÜV Rheinland

Central Puerto ha dispuesto que el SIG sea revisado cuando se producen modificaciones en el organigrama, en los procedimientos operativos, en los procesos o en las instalaciones, incorporando los cambios que correspondan. Una vez realizados estos últimos, se efectúa un análisis integral considerando las interrelaciones existentes, a los efectos de evitar superposiciones u omisiones. En caso de que no se produzcan modificaciones, la revisión del SIG se realiza cada cinco años, a menos que en ese período se emita una nueva versión de las Normas ISO u OHSAS de referencia, en cuyo caso se realiza la adaptación del SIG para cumplir con la nueva normativa.

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 el Ministerio de Energía y Minería (anteriormente Secretaría de Energía Eléctrica) (www.minem.gob.ar), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el “ENRE”) (www.enre.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados

sitios web no se incorpora por referencia a este reporte anual.

Antecedentes Históricos

Durante la mayor parte de la segunda mitad del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Nacional. En 1990, prácticamente todo el suministro de energía en Argentina era controlado por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional asumió la responsabilidad por la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Asimismo, varias provincias argentinas eran operadoras de sus propias empresas generadoras de energía eléctrica. Como parte del plan económico adoptado por el ex presidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de todas las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989 (la “Ley de Reforma del Estado”), declaró el estado de emergencia de todos los servicios públicos y autorizó al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. La privatización tenía dos objetivos finales: en primer lugar, reducir las tarifas y mejorar la calidad de servicio mediante la libre competencia del mercado, y, en segundo lugar, evitar la concentración de poder de los tres sub-sectores en pocos participantes del mercado y reducir su capacidad para fijar precios. Para lograr dichos objetivos se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sector. De conformidad con la Ley de Reforma del Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria de energía eléctrica, para la estructura básica del mercado de energía eléctrica, y para la participación de empresas privadas en los sub-sectores de generación, transporte, distribución y administración.

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 N° 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y el Decreto N° 186/95 (en conjunto, el “Marco Regulatorio”), (ii) la Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda, asimismo, dicha ley dispuso la organización del MEM (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91; y (iii) el Decreto N° 186/95 creó además la figura del “participante”, destacándose entre éstos el “comercializador”, definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque.

ENRE

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica (organismo continuado en la actualidad por el Ministerio de Desarrollo Productivo) cuyas funciones principales son las siguientes: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional; (b) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM; (c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional; (d) autorizar las servidumbres de electroducto; y (e) autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Por su parte, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales. Todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

A través del Decreto N° 258/16, el Poder Ejecutivo nacional designó los cuatro miembros transitorios del Directorio del ENRE e instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del directorio del ENRE.

La Ley de Solidaridad, en su Artículo 6, autoriza al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año. El 17 de marzo de 2020, se designó al interventor que desempeñará dicha función.

Secretaría de Energía

Además del ENRE, otra de las principales entidades reguladoras en Argentina es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo, continuadora de la (ex) Secretaría de Energía Eléctrica, de la ex Secretaría de Energía, del ex Ministerio de Energía y Minería y de la Secretaría de Gobierno de Energía. Su rol se encuentra definido en la Ley N° 24.065 y el en Decreto N° 50/19. Sus principales tareas son:

- la participación en la elaboración y ejecución de las políticas energéticas nacionales;
- la aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades dentro de su competencia;

- la participación en la elaboración de las políticas y regulaciones de los servicios públicos en el área de su competencia;
- el control de los entes y organismos que regulan a las concesionarias de obras y servicios públicos;
- la participación en la elaboración de regulaciones relacionadas con las licencias de servicios públicos dentro de su competencia, emitidas por la Nación o las Provincias;
- el ejercicio del control en relación a los entes y organismos reguladores de las áreas privatizadas o concesionadas dentro de su competencia; y
- la aplicación del Marco Regulatorio y el control de las regulaciones de las tarifas, cánones, tasas e impuestos que prevé.

A su vez, el ex Ministerio de Energía y Minería le delegó algunas de sus tareas a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a través del dictado de la Resolución N° 64/18. Conforme esta regulación, las tareas delegadas incluyen:

- la modificación del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica;
- la regulación del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el "IITS");
- la modificación de las reglas los Procedimientos;
- la definición de la cantidad de potencia, energía y otros parámetros técnicos que los distribuidores y Grandes Usuarios deben cumplir para incorporarse al MEM y la autorización de la entrada de nuevos actores al MEM;
- la autorización de la importación y exportación de energía eléctrica;
- las sentencias en firme que se dicten en sede administrativa respecto a los recursos de alzada interpuestos contra los actos dictados por el ENRE, los cuales constituyen el último recurso de la instancia administrativa que se puede interponer para rever los actos dictados por el ENRE (el próximo paso es la apelación judicial);
- el ejercicio de las funciones del ex Ministerio de Energía y Minería dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; y
- administrar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, creado por el Artículo 33 de la Ley N° 15.336.

Además de ello, el entonces Ministerio de Energía y Minería le delegó en la Subsecretaría de Energía Eléctrica las tareas de la ex Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación conforme con los artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065, a través de la Resolución N° 64/18. Estas tareas incluyen:

- la representación del capital accionario estatal en CMMESA;
- la definición de las reglas por las que se rige CMMESA garantizando transparencia y equidad;
- la determinación de los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan a empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio; y
- administrar el Fondo de Estabilización.

Conforme a la Ley 22.520, con las modificatorias introducidas por el Decreto 532/2019 y la Resolución 50/2019, estas funciones son actualmente desempeñadas por la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo.

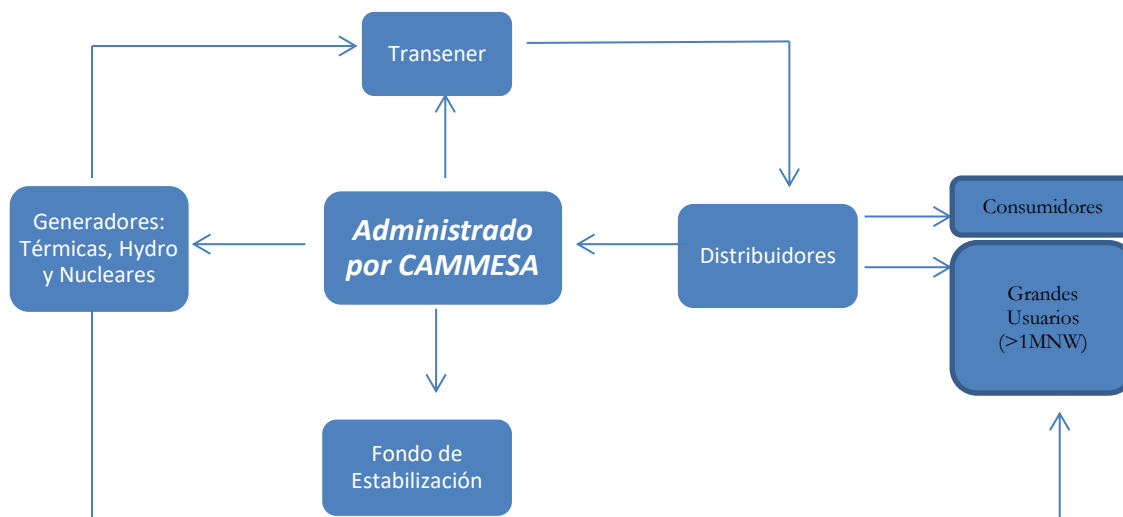
MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

En función de lo establecido en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 y otras normas, el Despacho Nacional de Cargas deberá estructurarse como una sociedad anónima, creándose para tal fin a CMMESA (Decreto N° 1192/92), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

El MEM se compone de:

- un mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- un mercado spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado), y
- un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado *spot*, destinado a la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores.

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



Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

A los fines de la instrumentación de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio, se dictaron, a través de la Resolución ex-Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, un conjunto de normas reglamentarias, denominadas "los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (los "Procedimientos"). Los Procedimientos han sido modificados, complementados y/o ampliados por resoluciones posteriores de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA poseen una participación del veinte por ciento cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional (representado por la Secretaría de Energía) y las cuatro asociaciones que agrupan a los 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 los diferentes segmentos del sector de energía eléctrica tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes. Los dos directores titulares restantes de CAMMESA son la Secretaría de Energía Eléctrica, 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.

CAMMESA tiene a su cargo las siguientes funciones:

- administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:
- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la energía eléctrica suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado *spot*;
- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece la Secretaría de Energía Eléctrica; y
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de energía eléctrica conforme a los contratos celebrados en ese mercado;

- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
- comprar y vender energía eléctrica a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes; y
- gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida bajo el programa Energía Base sin costo a los generadores.

Los costos operativos de CAMMESA se cubren mediante aportes obligatorios de todos los participantes del MEM. Las normas vigentes a la fecha de este reporte anual han fijado un monto máximo para el presupuesto anual de CAMMESA, equivalente al 0,85% del total de las operaciones en el MEM proyectadas para cada año.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de 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. 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.

De conformidad con los artículos 6 y ss. de la Ley N° 15.336 se declaró de jurisdicción nacional exclusiva la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación o transmisión, cuando:

1. Se vincule a la defensa nacional;
2. Se destine a servir el comercio de energía eléctrica entre diferentes jurisdicciones y distritos dentro del país (por ejemplo, entre dos provincias diferentes o entre la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y una provincia;
3. Corresponda a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional;
4. Se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o mareomotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos;
5. En cualquier punto del país integre el SADI;
6. Se vincule con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera; o
7. Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica.

Esta jurisdicción nacional exclusiva implica, entre otras cosas, que las provincias poseen facultades tributarias y poder de policía limitados en lo concerniente a las instalaciones de generación, transformación y transporte de energía eléctrica.

Estructura de la industria

La generación y el MEM

De conformidad con la Ley N° 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cinco empresas importantes de envergadura similar: i) Central Puerto; (ii) Endesa Argentina S.A. (que incluye Endesa Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. e Hidroeléctrica el Colochón S.A.); (iii) Pampa Energía S.A. (que incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales y las plantas de Petrobras Argentina S.A., que fueron adquiridas por Pampa Energía S.A.);y (iv) AES Argentina Generación S.A. (que incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (por ejemplo, Yacypretá, Salto Grande, Atucha y Embalse e YPF) y de otros generadores privados (por ejemplo, Orazul, Albanesi y Capex).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es

hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 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.

A la fecha de este Prospecto, luego de la sanción de la Resolución SE N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, los Grandes Usuarios que operan en el mercado a término adquieren la energía eléctrica a través de contratos con CAMMESA, salvo por los PPA celebrados en el marco de la Resolución N° 281/2017, en virtud de la cual se creó el Mercado a Término de Energías Renovables. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración – El Régimen de Remuneración Previo”.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE N° 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remunera 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 Energía Base, la energía eléctrica se comercializa a precios que reflejan la oferta y la demanda. CAMMESA despacha 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* es determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado “precio marginal del sistema” o “precio de mercado”, y representa al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del mercado *spot*.

CAMMESA se encuentra regulada de modo tal de mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos previstos por la Secretaría de Energía y Minería, CAMMESA aplica los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de energía eléctrica esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía eléctrica, CAMMESA organiza y coordina el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles provistos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En lo que respecta a la demanda, CAMMESA calcula las curvas de consumo horario típicas e incorpora las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compren energía en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que solo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina. Como resultado de este proceso, CAMMESA define un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descripto más arriba se utiliza para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio *spot*.

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 es superior al estacional.

Asimismo, cabe destacar que la Resolución N° 7/16 del ex Ministerio de Energía y Minería suspendió la transferencia de recursos a EDENOR y EDESUR, por cuenta y orden del Fondo de Estabilización, para financiar planes de obra de dichas empresas, que se hubieran instrumentado mediante contratos de mutuo con CAMMESA, y financiado con recursos del Fondo de Estabilización.

Acontecimientos posteriores a la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública el 6 de enero de 2002, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM. Las medidas adoptadas de conformidad con la Ley de Emergencia Pública también distorsionaron este mecanismo, ya que a pesar de un aumento relativo del precio *spot*, el precio estacional permaneció congelado para todos los usuarios hasta el año 2004, año en el que se dispuso un ajuste parcial que no alcanzó a la demanda residencial. Como resultado, los montos recaudados de precio estacional fueron más bajos que los montos de precio *spot*, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Mediante Resolución N° 6/16, de fecha 27 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería apuntó a avanzar en la implementación progresiva de un programa de estandarización de las diferentes variables macroeconómicas, promover el uso eficiente y racional de la energía eléctrica y asegurar las condiciones adecuadas para la incorporación de inversiones privadas en las actividades y segmentos de la industria. Mediante dicha resolución, el Ministerio de Energía y Minería reconoció el desfasaje entre los costos reales y los precios predominantes. Sin embargo, sobre la base de razones de políticas y sociales, el Ministerio de Energía y Minería fijó un nuevo precio estacional para el MEM, en un precio menor que los costos reales de suministro.

El ex Ministerio de Energía y Minería también estableció un esquema para incentivar el ahorro de energía eléctrica del segmento residencial de la demanda, a través de la fijación de precios más bajos para los casos en los que el usuario disminuye su consumo en relación con el mismo período del año anterior. Asimismo, fijó una Tarifa Social para ser aplicada a ciertos sectores de la demanda.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del IITS, 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, se otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del Transporte de Energía de Interconexión Internacional a través del Sistema de Transporte Güemes, el cuál conecta la Central Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía Eléctrica y CAMMESA.

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley N° 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa Transener, hoy controlada por Citelec S.A., titular del 51% del capital social en la cual participan, con un 50% del capital social cada una, Pampa Energía S.A. (a través de Transelec Argentina S.A.) e Integración Energética Argentina S.A. (IEASA)), 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 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.

La distribución de energía eléctrica estuvo 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. Conforme a los términos del Artículo 124 de la Ley N° 27.467, EDENOR y EDESUR pasarían a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda. Sin embargo, dicha transferencia no se efectivizó y quedó luego suspendida por la Ley de Solidaridad, la cual establece que el ENRE conservará facultades regulatorias sobre ambas sociedades hasta el 31 de diciembre de 2020.

El Estado Nacional y los gobiernos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, acordaron, el 28 de febrero de 2019, transferir los servicios de EDENOR y EDESUR desde la órbita federal a la órbita de esos estados subnacionales, asumiendo estos gobiernos locales el rol de autoridades concedentes en el marco de los contratos de concesión de EDENOR Y EDESUR.

Como consecuencia del acuerdo celebrado y la transferencia de jurisdicción allí acordada, se previó la conformación de un ente bipartito de control y regulación de los servicios de EDENOR y EDESUR, conformado por la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, denominado Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico (“EMSE”), el cual todavía no está en funciones.

EDENOR y EDESUR, sin perjuicio de la transferencia de jurisdicción, continuarán rigiéndose por los respectivos contratos de concesión y por las normas nacionales (legales y reglamentarias) aplicables a dichos contratos de concesión con anterioridad a la transferencia de la jurisdicción sobre los servicios; La Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires definirán las adecuaciones que correspondan sobre las normas generales aplicables a las concesiones, respetando los principios de la Ley 24.065.

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 N° 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de energía eléctrica.

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.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (i) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (ii) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en “períodos de gestión”, con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de diez años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Nacional debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (iii) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de *price caps* y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

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, como también depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operar en consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

De acuerdo con la Resolución N° 7/16 dictada por el Ministerio de Energía y Minería, el ENRE debe llevar a cabo una revisión tarifaria integral y un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR. Para tales efectos, debe aplicar el régimen de tarifas sociales (el “Régimen Tarifario de Transición”) contenido en las actas acuerdo de renegociación ratificadas por los Decretos N° 1957/06 y 1959/06 celebradas entre EDENOR y EDESUR (los “Acuerdos de Renegociación”), por un lado, y la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (en adelante, la “UNIREN”), por el otro.

A través de la Resolución N° 1/16, el ENRE aprobó los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR siguiendo el régimen tarifario de transición, sujeto a una posterior revisión tarifaria integral, aplicable a partir del 1 de febrero de 2016. Los nuevos cuadros tarifarios incluyen tarifas diferenciales en función del consumo y la tarifa social. Una vez implementados los aumentos en las tarifas, los consumidores, políticos y algunas ONG que defendían los derechos del consumidor comenzaron a solicitar medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron hechas a lugar por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos dictados por la Cámara Federal de Apelaciones de la Plata y el Juzgado Federal de San Martín que suspendieron los incrementos en

las tarifas de energía eléctrica para usuarios finales en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares, (i) se suspendieron los incrementos tarifarios concedidos a partir del 1 de febrero de 2016 con efecto retroactivo a esa fecha para usuarios finales, (ii) las facturas enviadas a clientes no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso a los usuarios finales de los importes ya cobrados como consecuencia del consumo registrado antes del fallo. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema revocó las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas eléctricas para usuarios finales en base a objeciones formales y procesales.

De acuerdo con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó una audiencia pública para evaluar las propuestas de revisión integral del cuadro tarifario presentadas por EDENOR y EDESUR para el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2021. La audiencia tuvo lugar el 28 de octubre de 2016.

Tras la celebración de dicha audiencia, el 31 de enero de 2017 el ENRE dictó la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que aplicará EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR. Asimismo, Mediante las Resoluciones N° 208/18 (en el caso de EDENOR) y 207/18 (en el caso de EDESUR), el ENRE resolvió actualizar los cuadros tarifarios de esas compañías distribuidoras con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1° de agosto de 2018. En la misma línea, mediante las Resoluciones N° 27/2018 (respecto de EDENOR) y 26/2018 (respecto de EDESUR), el ENRE actualizó las tarifas de esas distribuidoras con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las CERO HORAS (0 hs.) del 1° de febrero de 2019, pero siendo aplicables a partir del 1° de marzo de 2019.

Respecto de las tarifas de transmisión, se celebraron siete audiencias públicas en virtud de las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas, se evaluaron las propuestas tarifarias presentadas por las compañías de transmisión Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2021. De conformidad con las Resoluciones N° 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas compañías. Por otra parte, mediante las Resoluciones N° 280/18 (en el caso de Transener S.A), 285/18 (en el caso de Distrocuyo S.A), 287/17 (Transcomahue S.A), 286/18 (en el caso de Ente Provincial de Energía de Neuquén), 281/18 (en el caso de Transba S.A), 283/18 (en el caso de Transnea S.A), 282/18 (en el caso de Transnoa S.A) y 284/18 (en el caso de Transpa S.A), el ENRE resolvió actualizar las tarifas de esas transportistas de electricidad con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018. Asimismo, mediante las Resoluciones N° 67/2019 (en el caso de Transener S.A), 68/2019 (en el caso de Transba S.A), 69/2019 (en el caso de Transnoa S.A), 70/2019 (en el caso de Transnea S.A), 71/2019 (en el caso de Transpa S.A), 73/2019 (en el caso de Distrocuyo S.A), 74/2019 (en el caso de Ente Provincial de Energía de Neuquén) y 75/2019 (en el caso de Transcomahue S.A), el ENRE dispuso la actualización de las tarifas de esos transportistas con vigencia a partir del 1 de febrero de 2019.

En abril de 2019, el gobierno argentino anunció que las tarifas no sufrirían aumentos durante el resto del año, suspendiendo los incrementos previstos para mayo y agosto de 2019. El gobierno argentino absorbió el costo de las demoras en la actualización de las tarifas.

Por medio de la Ley de Solidaridad, se congelaron las tarifas aplicadas por las empresas que brindan el servicio de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción federal por el término de 180 días, en los valores vigentes al 23 de diciembre de 2019. Asimismo, por medio de la aludida Ley de Solidaridad, el Poder Ejecutivo nacional quedó facultado para renegociar las tarifas vigentes a esa fecha, con el propósito de alivianar la carga que las mismas representan para hogares, comercios y plantas industriales en el año 2020.

A través de la Ley de Solidaridad, el gobierno argentino también instó a las provincias a congelar y revisar las tarifas aplicadas por las empresas que brindan el servicio de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción provincial.

Grandes usuarios

El MEM clasifica a los Grandes Usuarios de energía en tres categorías: (i) Grandes Usuarios Mayores o “GUMA”, (ii) Grandes Usuarios Menores o “GUME” y (iii) Grandes Usuarios Particulares o “GUPA”.

Los GUMA son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado *spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.

Los GUME son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2 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 GUPA 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. Actualmente, existen 31 comercializadores autorizados en el MEM.

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:

(i) las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un Gran Usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento;

(ii) el titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación; no obstante, los accionistas del distribuidor de energía eléctrica sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación; y

(iii) ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica;

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina 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% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

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

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

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

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

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

El impacto de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 de 2001 y su implementación

El sector eléctrico se ha visto sumamente afectado por la Ley de Emergencia Pública y las medidas adoptadas en consecuencia. Como resultado de la Ley, las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica fueron convertidas a Pesos y congeladas por más de seis años. Sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de energía eléctrica en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y La Plata, progresó muy lentamente. Después de más de cinco años de negociaciones, los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional con la participación de la UNIREN constituida en el ámbito de los Ministerios de Economía y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Como resultado de estas negociaciones, las tarifas de transporte solo tuvieron los aumentos limitados y de pequeña escala antes mencionados.

En el sector de distribución, los Acuerdos de Renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una revisión integral de tarifas que incluya a los usuarios residenciales ha sido pospuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobran a CAMMESA, todo lo cual trajo aparejada escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores. Véase *“Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional”*.

Cabe señalar que la UNIREN fue disuelta por el Decreto 367/16, del 17 de febrero de 2016, por medio del cual se estableció que los procedimientos de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos se realizarán en el ámbito de los ministerios en cuya órbita caigan dichos contratos. Asimismo, ese decreto faculta a los ministerios competentes, en forma conjunta con el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, a suscribir Acuerdos de Renegociación contractual parciales y adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la prestación de los servicios habituales hasta la suscripción de los Acuerdos de Renegociación contractual integrales, los que se efectuarán a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria integral.

Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional

La escasez de suministro de gas natural también ha tenido un impacto significativo en la industria. Atento a que la Resolución de la Secretaría de Energía N° 240/03 establece que el precio *spot* debe ser calculado como si dicha escasez de gas natural no existiese, los generadores de energía eléctrica no han podido trasladar a los compradores los incrementos en el precio del combustible. Esta situación llevó al agotamiento del Fondo de Estabilización, circunstancia que derivó en la imposibilidad de pago de las facturas de los generadores de energía eléctrica.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N°406/03 que dispuso en su artículo 4 que en caso de no existir recursos suficientes, el orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM debería ser el siguiente: (i) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (ii) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; (iii) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (iv), (v) y (vi); (iv) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (v) los montos correspondientes a: (a) la energía producida y entregada en el mercado *"spot"* horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (b) la energía producida y entregada en el mercado *"spot"* horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes (Ps. 2/MW/hora); (c) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; y (d) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (vi) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03.

Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional puso en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas Energía Plus y Energía Distribuida fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se prevé para el corto y mediano plazo.

FONINVEMEM y programas similares

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE N° 712/2004), un fondo administrado por CAMMESA. Su objeto es recaudar fondos para inversión en proyectos de generación de energía. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM tenedores de LVFVD originadas entre enero de 2004 y diciembre de 2006 a contribuir estos créditos al FONINVEMEM. En

las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían derecho a 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.

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 *“Información sobre la Compañía- 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 créditos que los generadores tenían con CAMMESA por las ventas de energía eléctrica. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke presentaron un proyecto para la construcción de una central termoeléctrica de ciclo combinado denominada Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES presentó un proyecto para la construcción de la Central Guillermo Brown, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. En relación con la anterior, se creó la empresa generadora CVOSA.

Resolución SE N° 146/2002

La Resolución SE N° 146 del 23 de octubre de 2002 indica que todo generador que deba llevar a cabo tareas de mantenimiento mayores o extraordinarias y necesite recursos para poder llevarlas a cabo deberá solicitar financiamiento, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones estipuladas en la citada resolución.

Energía Plus

En septiembre de 2006, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SE N° 1281/06 que creó el Programa de Energía Plus, en un esfuerzo por responder ante el sostenido aumento de la demanda de energía e incentivar a partes interesadas del sector privado a invertir capital nuevo en el sector energético a fin de generar nuevas fuentes de energía.

La resolución estableció que:

(i) La energía disponible en el mercado se utilizará principalmente para brindar el servicio a clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios industriales y comerciales con una demanda de energía igual o inferior a 300 kW que no hubiesen celebrado contratos a término.

(ii) Los GUMA, GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base (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 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 N° 111/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica).

Programa Energía Distribuida

Resolución 220/07

Por medio de la Resolución N° 220/07, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica (“CAE”) 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 CAE se aplican a todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participara el Estado Nacional, IEASA o los que el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, el Ministerio de Desarrollo Productivo) determinara.

La Resolución N° 220/07 establece los términos estándar de los CAE, 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 CAE deben incluir recursos a invocar por incumplimiento en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CAE en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el SADI.
6. *Despacho:* Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los CAE generarán energía eléctrica en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Asimismo, dicha resolución detalla los requisitos que deberán cumplir las ofertas de generación adicional a los efectos de celebrar un CAE. Los respectivos proyectos de inversión deberán ser presentados ante la Secretaría de Energía Eléctrica y deberán incluir la siguiente información: (i) unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso; (ii) disponibilidad garantizada de las unidades; (iii) duración ofertada del CAE; (iv) período de vigencia de la oferta; (v) disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MW; la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica podrá establecer valores límites a la potencia comprometida; (vi) desagregación de los costos fijos y variables, y en particular los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada, junto con la documentación que respalda dicha desagregación.

En base a la información remitida, la Secretaría de Energía debe evaluar las ofertas remitidas e informar a CAMMESA sobre aquellas que resulten aceptadas para proceder a la celebración del contrato, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables asociados con los CAE. Luego, la Secretaría de Energía remitirá a CAMMESA el texto del contrato a suscribir y la metodología que debe implementarse para la inclusión en las transacciones económicas del MEM.

La potencia que resulte eventualmente asignada y la energía suministrada en cumplimiento de los CAE recibirá una remuneración mensual calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología a definir en el contrato relevante.

Los agentes generadores que hayan suscripto los CAE deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en los Procedimientos, lo que incluye definir los costos variables de producción y los costos de agua de las unidades comprometidas de acuerdo a la metodología vigente y a los máximos costos que fueren reconocidos con arreglo a la Resolución N° 220/07.

En tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago bajo los CAE tendrán la prioridad de cancelación establecida en el inciso (e) del artículo 4 de Resolución SE N° 220/07.

A fin de reducir el riesgo de pago de las ventas correspondientes a los CAE, los costos asociados a estos contratos tendrán prioridad de pago frente a las acreencias de otros agentes del mercado. En este sentido, el orden de prioridad a aplicar para la cancelación de las obligaciones de pago derivadas de estos contratos será igual o superior a las obligaciones de los generadores térmicos respecto a los costos operativos. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los CAE tendrá, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

Por medio de la Resolución de la SEN N° 1836/07, la ex Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a suscribir con ENARSA (actual IEASA) los CAE correspondientes a proyectos de energía situados en emplazamientos específicos a ser comunicados en cada caso por dicha secretaría, aprobando como Anexo I, el modelo de contrato a suscribir y disponiendo que las condiciones particulares de cada CAE deberían ser aprobada por la SEN.

Ley No. 27.424 (y su respectivo Decreto N° 986/2018 reglamentario).

Sancionada en 2017, la Ley N° 27.424 creó el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”. La misma fue reglamentada posteriormente por el Decreto N° 986/18 (en adelante, se hará referencia a la Ley N° 27.424 y al Decreto N° 986/2018, con sus modificatorias y complementarias, como el “Régimen de Fomento”).

El Régimen de Fomento establece las políticas y los términos contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios del servicio de distribución de electricidad, para su autoconsumo o para inyectar los excedentes a la red.

La ley también estableció la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución de los mencionados usuarios-generadores. Asimismo, la ley declaró de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica de origen renovable.

El objetivo del Régimen de Fomento es alcanzar una capacidad instalada de 1.000 MW en el término de doce (12) años a contar desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto N° 986/2018 (3 de noviembre de 2018).

Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con su propio distribuidor para su demanda, siempre que dicho usuario-generador se encuentre comprendido en el marco del artículo 6 de la Ley N° 27.424 y cuente con la autorización requerida del distribuidor. El usuario-generador que requiera instalar una potencia mayor deberá solicitar una autorización especial al correspondiente distribuidor.

Una vez obtenida la autorización, el usuario-generador y el distribuidor suscribirán un Contrato de Generación Eléctrica bajo la Modalidad Distribuida, conforme a los lineamientos generales del Régimen de Fomento. En este sentido, el distribuidor realizará la habilitación de las instalaciones del usuario-generador para inyectar energía a la red de distribución.

En caso de controversias entre el distribuidor y el usuario-generador, la Ley N° 27.424 prevé que este último podrá dirigir el reclamo al ente regulador jurisdiccional competente.

El distribuidor administrará el régimen de compensación y remuneración de la energía inyectada, conforme a los siguientes términos:

- (a) El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora (KW/h) que entregue a la red de distribución, cuyo valor regirá a partir del momento de la instalación por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente. El precio de la tarifa será determinado en pesos argentinos. El régimen tarifario aplicable fue aprobado por Resolución ENRE N° 189/2019 (véase “Régimen Tarifario – Resolución ENRE N° 189/2019”).
- (b) El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El usuario-generador deberá pagar el valor neto antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador. Si existiese un excedente monetario a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito computable contra la facturación del distribuidor de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito durante un determinado plazo, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable.
- (c) Las ganancias generadas por la inyección de energía eléctrica a la red de distribución por usuarios-generadores con una capacidad contratada de hasta 300kw, en cumplimiento con la normativa aplicable, quedarán exentas del impuesto a las ganancias y del impuesto al valor agregado.

Actualmente, la autoridad de aplicación del Régimen de Fomento es la Secretaría de Energía. Entre otras cosas, dicha autoridad de aplicación está facultada para: (i) establecer las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida de energía eléctrica; (ii) establecer las normas y lineamientos para la autorización de conexión a la red que será solicitada por el usuario-generador al distribuidor; (iii) establecer el valor de la tarifa de inyección a través de proyectos de energía distribuida; y (iv) establecer los lineamientos generales de los contratos de generación eléctrica bajo la modalidad distribuida a los que deberán suscribir el distribuidor y el usuario-generador.

El incumplimiento de las obligaciones de los distribuidores en virtud del Régimen de Fomento será pasible de sanciones y el usuario-generador tendrá derecho a reclamar compensación.

El Régimen de Fomento también creó el “Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida de Energías Renovables” (“FODIS”), con el objeto de otorgar préstamos, incentivos y garantías, realizar aportes de capital y adquirir otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

El Estado Nacional (a través de la autoridad de aplicación del Régimen de Fomento) fue designado como fiduciante y fideicomisario del FODIS, y el banco público seleccionado fue designado como fiduciario. Se designó como beneficiarias a todas las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del FODIS, conforme a la normativa aplicable.

El modelo de contrato de fideicomiso del FODIS fue aprobado por Disposición N° 62/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. En dicha disposición también se designó al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario del FODIS.

Las actividades realizadas en el marco del FODIS gozan de beneficios impositivos.

Finalmente, el Régimen de Fomento también creó el “Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para la Generación Distribuida a partir de fuentes renovables” (“FANSIGED”), el cual actualmente se encuentra bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo.

El FANSIGED estará vigente por el término de diez (10) años a partir de la aprobación del Régimen de Fomento (2017). El Poder Ejecutivo nacional puede extender su vigencia por diez (10) años más.

Las actividades comprendidas en el ámbito del FANSIGED incluyen investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, servicios de certificación e instalación para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

En el marco del FANSIGED se puede acceder a una serie de beneficios fiscales.

Las micro, pequeñas y medianas empresas constituidas en Argentina que se dediquen a desarrollar cualquiera de las actividades comprendidas en la esfera del FANSIGED pueden adherirse al régimen.

La Resolución N° 314/2018 también creó el Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (RENUGER), aplicable a proyectos que obtuvieron el Certificado de Usuario-generador y se encuentran incluidos en el Régimen de Fomento.

La Resolución N° 314/2018 aprobó otras normas de implementación del Régimen de Fomento, entre ellas:

- (i) la distinción entre usuarios-generadores pequeños (potencia menor a 3 kW), usuarios-generadores medianos (potencia mayor a 3 KW y menor a 300 kW) y usuarios-generadores mayores (potencia mayor a 300 KW y menor a 2 MW);
- (ii) el procedimiento de conexión de usuarios-generadores y los requisitos técnicos a seguir;
- (iii) los lineamientos para la celebración de los contratos de generación eléctrica bajo modalidad distribuida, estipulando los derechos y las obligaciones de las partes, así como las causales de suspensión y de extinción;
- (iv) las especificaciones de los sistemas de medición;
- (v) los mecanismos de facturación y compensación; y
- (vi) otras reglamentaciones del régimen de beneficios promocionales.

La ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética emitió la Disposición N° 28/2019 con disposiciones complementarias de la Resolución N° 314/2018.

Régimen Tarifario – Resolución ENRE N° 189/2019

La Resolución ENRE N° 189/2019 aprobó las tarifas aplicables a usuarios-generadores por la inyección de energía eléctrica a la red de distribución a partir de mayo de 2019, valuadas en pesos argentinos por kilowatt-hora (\$/kwh):

Usuario-generador	\$/kwh
Residencial	2.062
General	2.206
T2	2.206
Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable “Pico”	2.311
Cargo Variable “Resto”	2.206
Cargo Variable “Valle”	2.103
Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable “Pico”	2.197
Cargo Variable “Resto”	2.097
Cargo Variable “Valle”	1.998
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable “Pico”	2.106
Cargo Variable “Resto”	2.011
Cargo Variable “Valle”	1.916

Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable "Pico"	3.346
Cargo Variable "Resto"	3.198
Cargo Variable "Valle"	3.049

Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable "Pico"	3.18
Cargo Variable "Resto"	3.039
Cargo Variable "Valle"	2.898

Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable "Pico"	3.049
Cargo Variable "Resto"	2.914
Cargo Variable "Valle"	2.779

El Programa Nacional

En este contexto, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución N° 724/2008, que habilitó la realización de contratos de compromiso de abastecimiento MEM asociados a la reparación o repotenciación de grupos de generadores de diesel y/o equipamiento asociado, con agentes generadores del MEM. La remuneración a percibir por la parte vendedora goza de la prioridad de pago establecida por el inciso (e) del artículo 4 de la Resolución de la SEN N° 406/03.

El 11 de noviembre de 2009 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 762/2009 de la Secretaría de Energía a través de la cual se instrumentó la creación del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (el "Programa Nacional").

El objetivo de ese Programa Nacional es incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas en el territorio de la República Argentina mediante la creación de fondos suficientes para garantizar el repago de las inversiones realizadas y del financiamiento provisto en ese marco.

Dentro de ese marco, el gobierno nacional ha previsto la posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica - correspondientes a la energía generada por las obras hidroeléctricas que se enmarquen en el Programa Nacional - entre CAMMESA y agentes generadores del MEM que serán determinados por el Ministerio de Energía y Minería. Uno de los objetivos de los contratos de abastecimiento para obras hidroeléctricas será repagar las inversiones realizadas y del financiamiento utilizado para la concreción de todas las obras hidroeléctricas incluidas en el Programa Nacional.

El plazo de vigencia estándar de los contratos puede ser de hasta 15 años, aunque dicho plazo puede ser prorrogado por el Ministerio de Energía y Minería. Superado ese plazo, cada central hidroeléctrica que forme parte del Programa Nacional podrá comercializar su generación al precio que en ese momento especifique el MEM.

Los términos y condiciones de los contratos fueron determinados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, conforme los cuales procederá a calificar a las obras hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del Programa Nacional.

CAE con ENARSA (actual IEASA)

La Resolución SE N° 712/09 aprobó los modelos de contrato a ser celebrados entre CAMMESA y ENARSA (actual IEASA) para el suministro de energía eléctrica de fuentes renovables generada en el marco de los contratos adjudicados en el marco del Proceso Licitatorio N° 1/09 que llevó adelante ENARSA.

La Resolución SE N° 712/09 también incorporó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece las pautas para la generación de energías renovables, a exclusión de la energía hidroeléctrica y la energía eólica, mientras que el Anexo 40 establece las pautas para la generación de energía eólica.

Respecto a los contratos a adjudicar, previamente a la celebración de los mismos, ENARSA debía realizar ciertas gestiones ante la (ex) Secretaría de Energía Eléctrica para obtener la aprobación de la oferta de disponibilidad de generación, conforme a la cual tiene intención de celebrar cada uno de los acuerdos con CAMMESA.

En función de la evaluación de las solicitudes recibidas, la ex Secretaría de Energía Eléctrica ponderaría las ventajas de contratar la disponibilidad de generación y la energía eléctrica relacionada, le encomendaría a CAMMESA que celebre un contrato con las partes cuyas solicitudes hayan sido aceptadas y enviaría el texto del contrato a ser firmado con las cláusulas específicas de cada uno de ellos.

A continuación se detallan las principales características de estos contratos modelo aprobados por Resolución SE N° 712/09:

1. La energía eléctrica suministrada debe ser generada por maquinaria designada de conformidad con los requisitos de despacho de CAMMESA y debe ser adecuada para la capacidad del generador;
2. La vigencia máxima de los contratos debe ser de 15 años, pudiendo extenderse por un plazo máximo de 18 meses adicionales;
3. En los casos de contratos relacionados con energía generada de fuentes renovables distinta a los biocombustibles (por ejemplo, energía solar y eólica), no se establecen pagos por capacidad. En estos casos, la contraprestación consta de un pago por la energía eléctrica suministrada, un cargo de gestión y el pago de una parte de los costos fijos (transporte, gastos, tasas y demás cargos específicamente establecidos). El precio de la energía eléctrica suministrada se mantendrá constante durante toda la vigencia del contrato en cuestión.
4. Se constituirá un fondo de garantía para asegurar el cumplimiento de las obligaciones asumidas en virtud de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica, el cual deberá ser constituido por CAMMESA, hasta alcanzar un límite del 10,00% de las futuras obligaciones asumidas en virtud de cada uno de los contratos, en cuya oportunidad se interrumpirá la acumulación de fondos.

La Resolución SE N° 108/2011 del 13 de abril de 2011 autorizó la celebración de nuevos contratos de abastecimiento de energía eléctrica entre CAMMESA, en nombre del MEM, y ciertas partes que ofrezcan disponibilidad de generación de electricidad a partir de las fuentes renovables indicadas en la Ley N° 26.190, sujeto a los siguientes requisitos:

1. a la fecha de publicación de la Resolución N° 108/2011, dichas partes no deben contar con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente o que, habiendo concretado su interconexión al MEM, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada; y
2. se presenten proyectos en los que participe el Gobierno Nacional, ENARSA u otros agentes de generación.

La remuneración se paga mensualmente en Dólares Estadounidenses y se determina sobre la base de los costos y el ingreso anual que ratifique la ex Secretaría de Energía Eléctrica. A tales efectos, se deberán considerar los costos de instalación, fijos y variables, necesarios para el correcto funcionamiento del equipo comprometido en función del método determinado en cada contrato de abastecimiento.

Las Resoluciones SE 712/2009 (salvo el Anexo 39 y 40) y 108/2011 fueron derogadas por el entonces Ministerio de Energía y Minería.

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 N° 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (el "Régimen Promocional"). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% 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 N° 95 (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.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley N° 26.190 fue modificada por la Ley N° 27.191. Las modificaciones introducidas apuntan a establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de

generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

- (i) fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de energía eléctrica de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de energía eléctrica generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8% para 2017, 12% para 2019, 16% para 2021, 18% para 2023, y 20% para 2025;
- (ii) modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
- (iii) crea el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”), que se constituirá como un fideicomiso en el que el Estado Nacional actuará como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) será el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados serán los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y
- (iv) establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración, o bien comprar dicha energía eléctrica a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de U\$S113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine el Ministerio de Energía y Minería. La fecha límite para acogerse a la opción de cumplir las metas de consumo a través de CMMESA y no de manera individual es el 31 de diciembre 2017, aunque el Ministerio de Energía y Minería podrá decidir su prórroga.

Conforme al Decreto 531/16, el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en el Ministerio de Energía y Minería, especialmente en la Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

- (i) El ex Ministerio de Energía y Minería (actual Secretaría de Energía) será la autoridad de aplicación de la ley.
- (ii) Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciones 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 por entonces Secretaría de Energía Eléctrica, 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.
- (iii) Las metas previstas en la ley serán auditadas anualmente a partir del 31 de diciembre de 2018. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.
- (iv) La autoridad de aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

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 del proyecto. El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, 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.
- Falta de cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta establecido por la Ley 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres 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.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a U\$S0,015 por KW/h pagadera a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán U\$S0,9 por KW/h. Dicha remuneración adicional se abonará según: 1°) la sustitución de combustibles, 2°) el involucramiento de la industria argentina y la creación de oportunidades de trabajo y 3°) el tiempo que insuma la puesta en marcha del proyecto.

Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley N° 27.191

El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

(i) 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.

(ii) 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.

(iii) 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.

(iv) 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.

(v) 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%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.

(vi) Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto; y la liberación de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos.

(vii) Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

Cambios al sector eléctrico bajo el gobierno del Presidente Macri

Con fecha 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional declaró el estado de emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Conforme lo dispuesto por el Decreto N° 134/2015, el Ministerio de Energía y Minería (al igual que sus sucesores) debía:

(i) elaborar, poner en vigencia, e implementar un plan de acción en respuesta a los problemas que afectan a los sectores de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de su jurisdicción, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en condiciones técnicas y económicas adecuadas; y

(ii) coordinar con otros organismos del Gobierno Nacional un programa de racionalización del consumo.

De acuerdo con este régimen, se emitieron las recientes Resoluciones N° 6 y 7 del Ministerio de Energía y Minería.

Adicionalmente, el 31 de octubre de 2017, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 882/2017 (“Decreto 882/2017”), ordenando la reestructuración de los activos del sector energético del Gobierno Argentino, con el objetivo de reducir la participación gubernamental.

De conformidad con el Decreto N° 882/2017, se encomendó al ex Ministerio de Energía y Minería llevar a cabo la fusión de ENARSA y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA). EBISA es una compañía responsable de la venta de la electricidad generada por ciertos proyectos energéticos binacionales en los que participa el Gobierno Argentino. De acuerdo con lo dispuesto en el referido decreto, ENARSA deberá absorber a EBISA y cambiar su nombre por el de IEASA. Mediante la Resolución N° 11-

E/2018, el ex Ministerio de Energía y Minería instruyó al directorio de las empresas mencionadas que llevaran a cabo todas las diligencias necesarias para la fusión.

De acuerdo con el Decreto N° 882/2017, IEASA también será responsable de la continuación de ciertos proyectos de obras públicas de infraestructura energética, anteriormente realizados por el ex Ministerio de Energía y Minería. De acuerdo con dicho decreto, el ex Ministerio de Energía y Minería también puede asignar a IEASA cualquier otro proyecto de obra pública que deba ser ejecutado por el referido ministerio.

Mediante el Decreto N° 882/2017, el Poder Ejecutivo otorgó a IEASA una concesión para el desarrollo de las centrales hidroeléctricas Condor Cliff y La Barrancosa.

El Decreto N° 882/2017 también instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería (actuando como accionista de IEASA), a implementar las medidas necesarias para que IEASA realice la venta, cesión o transferencia de sus activos, derechos y/o acciones (según sea el caso) relacionados con las centrales térmicas de Ensenada Barragán, Brigadier López y Manuel Belgrano II, y de la Compañía Inversora de Transmisión Eléctrica CITELEC S.A.

De conformidad con el Decreto N° 882/2017, el ex Ministerio de Energía y Minería también fue instruido para implementar las medidas y procedimientos necesarios para ejecutar la venta, cesión o transferencia (según sea el caso) de (i) las acciones del gobierno argentino en Central Puerto S.A y en otras empresas energéticas (Central Dique S.A, Central Térmica Güemes S.A, Centrales Térmicas Patagónicas S.A, TRANSPA y Dioxitek S.A), (ii) los derechos que posee el gobierno argentino sobre las siguientes centrales eléctricas, empresas y acciones: Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín (Central Timbúes), Termoeléctrica Vuelta de Obligado y Termoeléctrica Guillermo Brown.

Las subsecuentes ventas y transferencias deberán contemplar procedimientos públicos y competitivos, que deben proteger los derechos establecidos en los estatutos de las compañías y en la documentación societaria y contractual relacionada.

El pliego de bases y condiciones de la licitación para la transferencia de las centrales térmicas Ensenada Barragán y Brigadier López fue aprobado mediante la Resolución N° 289/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería. Presentamos ofertas para ambas centrales, y el 27 de febrero de 2019 la Emisora fue notificada de la adjudicación de la Central Térmica de Brigadier López, cuya transferencia se efectivizó con fecha 14 de junio de 2019.

Con fecha 14 de junio de 2019, se suscribió el contrato de transferencia de la unidad de producción de la Central Térmica Brigadier López y del predio en el que se encuentra emplazada la central, el cual incluía también: a) los bienes muebles, los bienes muebles registrables, las instalaciones, las maquinarias, las herramientas, los repuestos y otros activos utilizados en las operaciones de la Central Térmica Brigadier López; b) la posición contractual de IEASA en los siguientes contratos: (i) los contratos de abastecimiento turbogas and turbovapor celebrados con CAMMESA, (ii) el Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López (según se define más abajo), (iii) el contrato de mantenimiento a largo plazo con Siemens, (iv) el contrato de venta de repuestos con Siemens, (iv) las pólizas de seguro y, entre otros; c) los permisos y las autorizaciones vigentes relacionados con las operaciones de la Central Térmica Brigadier López; y d) los empleados de la Planta Brigadier López.

La Central Térmica Brigadier López tiene instalada una turbina a gas de 280,50 MW marca Siemens. Está previsto complementar esas turbinas a gas con una caldera y una turbina a vapor para completar el ciclo combinado, lo cual le permitirá a la Central Térmica Brigadier López generar unos 420 MW en total. A la fecha de este Prospecto, aún no se han terminado de instalar todos los elementos necesarios para la finalización del ciclo combinado (véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes.”).

En virtud del contrato de fideicomiso mencionado *ut supra* (el “Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López”), Central Puerto reemplazó a IEASA en carácter de fiduciante del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López, mientras que BICE Fideicomisos actúa a título de fiduciario. Al 14 de junio de 2019, el saldo de la deuda financiera del fideicomiso ascendía a U\$S 154.662.725. El monto cancelado el 14 de junio de 2019 fue de U\$S165.432.500 (U\$S155.332.500 en efectivo más U\$S10.100.000 liquidados mediante la cesión de LVFVD a IEASA).

Conforme a los términos del contrato de fideicomiso, la deuda financiera devenga intereses a una tasa anual equivalente a (i) LIBOR más un 5% o (ii) 6,25%, la que fuera mayor, con amortización mensual del capital. En su carácter de fiduciario, BICE Fideicomisos está a cargo de la administración y cancela dicha deuda, con los fondos procedentes de determinados componentes de las ventas de la Central Térmica Brigadier López que fueron cedidos al Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López y son pagados directamente por CAMMESA al Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López. Por otra parte, se constituyó una reserva por un monto total equivalente a dos meses de servicio de la deuda. En el supuesto de insolvencia del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López, los acreedores no tienen recurso alguno contra los activos de Central Puerto. Al 25 de marzo de 2020, quedan 29 cuotas pendientes de amortización y el saldo de la deuda financiera asciende a U\$S117,64 millones.

Cambios en el sector eléctrico durante la administración de Alberto Fernández

A continuación se detallan las medidas adoptadas en el sector eléctrico a la fecha de este Prospecto y desde la asunción del nuevo gobierno electo el 10 de diciembre de 2019:

- Se reestructuró la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex Ministerio de Hacienda, la cual se transformó en la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo.
- Se suspendieron los incrementos de tarifas que debían implementarse conforme a la normativa vigente.
- Por medio de la Ley de Solidaridad, se congelaron por 180 días las tarifas aplicadas por empresas que brindan el servicio público de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, en los valores vigentes en la fecha de entrada en vigencia de la ley (21 de diciembre de 2019).
- El Poder Ejecutivo nacional quedó facultado para renegociar las tarifas vigentes al 21 de diciembre de 2019 con el propósito de alivianar la carga que estas representan para hogares, comercios y plantas industriales en el año 2020.
- Se suspendió la transferencia de EDENOR y EDESUR a las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, según corresponda. Por lo tanto, esas sociedades seguirán bajo la potestad regulatoria del estado nacional.
- Con fecha 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP 12/2019, derogando la Resolución SGE 70/2018 y restableciendo el Artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. A partir del mes de enero de 2020, CAMMESA pasó a ser el único proveedor de combustible de las empresas generadoras, excepto por (i) unidades térmicas que tuviesen compromisos previos con CAMMESA relacionados con contratos de abastecimiento con gestión propia del combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/05 para abastecer de energía a grandes usuarios privados.
- Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/20 aplicable desde el 1 de febrero de 2020, la cual reemplaza el marco regulatorio de Energía Base, modificando los precios de la energía y potencia para unidades sujetas a este marco regulatorio. Para más información sobre esta resolución, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración— El régimen de remuneración actual”.

Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada

En el marco del Decreto N° 134/15 y de la Resolución N° 6/16 del Ministerio de Energía y Minería, la Secretaría de Energía y Energía dictó la Resolución N° 21/16 (“Resolución N° 21”) por la cual 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.

La Resolución N° 21 contenía las siguientes bases para ofertar:

- (i) Las ofertas podían ser presentadas ante CAMMESA por quienes ya fuesen, o simultáneamente hubiesen solicitado ante la Secretaría de Energía Eléctrica ser, generadores, cogeneradores o autogeneradores del MEM en los términos de los Procedimientos.
- (ii) Las ofertas debían estar relacionadas con proyectos de instalación de nueva capacidad de generación adicional a la ya prevista para el período en que se comprometía su habilitación comercial.
- (iii) No podían ofertarse unidades de generación preexistentes, que ya estuviesen conectadas al SADI o en las que la disponibilidad de potencia ofrecida ya estuviera comprometida en acuerdos aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con principio de ejecución. Si en este último caso, no hubiera principio de ejecución y se quisiera ofertar bajo la Resolución N° 21, CAMMESA debía someter el asunto a consideración de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.
- (iv) Las ofertas no podían comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a 40 MW y la potencia neta de cada unidad generadora para dicha localización no podía ser inferior a los 10 MW.
- (v) El equipamiento comprometido debía contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente según lo requerido por el despacho económico del MEM. En caso de disponibilidad sin restricciones de un combustible en forma continua o de considerarlo provechoso para la logística del oferente, se podía realizar una oferta alternativa a la requerida con equipamiento de generación que pueda consumir un solo tipo de combustible.
- (vi) No había límite superior preestablecido de la capacidad de potencia a ofertar y la localización de los proyectos se podía elegir libremente, con la salvedad de que tanto la capacidad como la localización de los proyectos estaban supeditadas a la capacidad del sistema de transporte y al suministro de combustible.

- (vii) Debía ofertarse por cada unidad generadora en el punto de conexión propuesto un precio por la disponibilidad de potencia (expresado en Dólares Estadounidenses por mes) y un precio por la energía eléctrica producida (expresada en Dólares Estadounidenses por hora), valorizando las variables no combustibles por cada tipo de combustible operable por la central y los correspondientes consumos específicos máximos comprometidos expresados en kilocalorías por kilovatio hora.
- (viii) El compromiso de acreditar el íntegro cumplimiento de la normativa ambiental aplicable era excluyente. Se debía presentar, sin que sea limitativo, la correspondiente declaración del Impacto Ambiental y el Estudio de Impacto Ambiental.
- (ix) Las ofertas debían presentarse en dos sobres. El primero debía incluir la información técnica asociada a la disponibilidad de potencia ofrecida. En el segundo sobre, se debían incluir los precios ofertados por la disponibilidad de potencia comprometida y por la energía eléctrica generada, los consumos específicos máximos ofertados, la fecha máxima comprometida de entrada en servicio comercial de la capacidad de generación ofrecida, el plazo de vigencia solicitado del contrato, la garantía de mantenimiento de oferta y la proforma de la garantía de cumplimiento de la fecha máxima comprometida.
- (x) Antes de la presentación de las ofertas, la Secretaría de Energía Eléctrica podía precisar o complementar los contenidos de la Resolución N° 21 y la información y la documentación a presentar.

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 kilovatio 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 Banco de Inversión y Comercio Exterior (“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.

Las ofertas presentadas serán analizadas por CAMMESA a partir de la metodología establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica. Esta metodología incluye aplicar un modelo de simulación simplificada de la operación esperada del equipamiento de generación comprometido en cada oferta, que contemple determinados requisitos previstos en la Resolución N° 21. La evaluación de las ofertas debe considerar los riesgos de energía no suministrada esperable para el verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018, justipreciando el valor que tendría para el sistema eléctrico el ingreso temprano de la capacidad de generación ofrecida. Las ofertas se deben ordenar y seleccionar en función de los correspondientes costos crecientes que representen para el sistema eléctrico cada una de las mismas. CAMMESA evaluará e informará a la Secretaría de Energía Eléctrica los costos que provocaría al sistema cada una de las ofertas que resulten aceptables bajo la metodología aprobada y, en su caso, las que resulten excluidas en dicha instancia por incumplimiento de las condiciones establecidas en la convocatoria.

CAMMESA debía emitir la documentación comercial necesaria para la liquidación a los agentes vendedores en dichos contratos de demanda mayorista, durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134/15 o hasta el dictado de la regulación que transfiera a los agentes vendedores la responsabilidad de emitir la documentación comercial.

Mientras CAMMESA cumpla dicha función, documentará y certificará a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.

Según lo previsto por la Resolución N° 21, CAMMESA preparó los términos de referencia destinados a regir la convocatoria a presentar ofertas en el marco de la Resolución N° 21 y aquéllos fueron aprobados por la Nota 161/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Como resultado de aquella, la 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 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 U\$S21,833/MW-mes, y por 956 MW con un precio promedio de U\$S19,907/MW-mes, respectivamente. Asimismo, a través de la Resolución N° 387/16, el Secretario 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).

Resolución 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica

A través de la Resolución N° 287/2017 de fecha 11 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía dispuso la convocatoria abierta a interesados en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración.

Los principales requisitos fueron los siguientes:

- (a) Generación mediante el desarrollo de las obras necesarias para el cierre de ciclos combinados sobre centrales térmicas: i) existentes en ese momento o de próxima habilitación a ciclo abierto, ii) de bajo consumo específico, 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.
- (b) 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.
- (c) El plazo de los contratos de abastecimiento debía ser de 15 años.
- (d) CAMMESA debía actuar a título de comprador, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. El Contrato de Abastecimiento podía ser proporcionalmente asignado a los grandes usuarios y distribuidores en una etapa posterior.
- (e) 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.
- (f) Los precios en el marco del Contrato de Abastecimiento 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.
- (g) Los pagos en el marco del Contrato de Abastecimiento serían beneficiados con un mecanismo de pago prioritario (igual al establecido para el pago de costos de combustible para la generación de energía).
- (h) Dentro de los tres (3) meses posteriores a la celebración del Contrato de Abastecimiento, CAMMESA debe constituir un Fondo de Garantía de Pago para garantizar las obligaciones contraídas en el mencionado Contrato. La Secretaría de Electricidad debía proveer los detalles en cuanto a la constitución y administración del Fondo.

Contratos de Abastecimiento fueron adjudicados a diferentes proyectos, mediante las Resoluciones N° 820/2017 y 926/2017 de la Secretaría de Electricidad.

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

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los CAE y atento a la proximidad del período para presentar ofertas en la "Ronda 1" del Programa Renovar, se dictó el Decreto Presidencial N° 882/16 de necesidad y urgencia publicado en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016, el cual reformó y estableció distintas precisiones en torno al marco legal del Régimen de Promoción.

A continuación se citan las principales medidas introducidas por el Decreto N° 882/16.

- (i) Cupo fiscal: Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se aprobó un presupuesto de U\$S 1.700.000.000 a destinar a los beneficios promocionales que se ofrecen en el marco del Régimen de Promoción. En caso de que este presupuesto específico no se asignara en su totalidad en 2016, se trasladará automáticamente al año siguiente.
- (ii) Vigencia de los CAE: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los CAE tendrán una vigencia máxima de 30 años.
- (iii) Opciones de compra y venta: Los CAE pueden establecer derechos a favor: (a) del Gobierno Nacional de adquirir la generación de energía o los respectivos activos ante incumplimientos materiales que constituyan causales de extinción contractual; el precio de compra será inferior a la inversión no amortizada en oportunidad de ejercerse la

opción; y (b) del propietario del proyecto de vender la generación de electricidad o sus respectivos activos ante el acaecimiento de alguna de las "causales de ejercicio de la opción de venta" por un precio que, en ningún caso, podrá exceder la inversión no amortizada en oportunidad del ejercicio de la opción.

- (iv) Los CAE se rigen por el derecho privado argentino.
- (v) Elección del foro: En los CAE pueden dejarse asentados métodos alternativos de resolución de conflictos, con base en Argentina o en el extranjero, para dirimir conflictos en torno a la interpretación o celebración de dichos contratos, o conflictos que puedan surgir de los contratos firmados entre el gobierno argentino o el FODER con los beneficiarios del Régimen de Promoción.
- (vi) FODER: Como consecuencia del dictado del Decreto N° 13/2015 a través del cual se creó el Ministerio de Energía y Minería, el Decreto N° 882/16 reemplazó los párrafos 2, 3, 7, 8 y 9 del Artículo 7 de la Ley N° 27.191 y procedió a modificar el rol del gobierno argentino en el FODER, quedando el Ministerio de Energía y Minería constituido como fiduciario y fiduciante del FODER. Asimismo, confirió facultades al Ministro de Energía y Minería (o a la persona que éste designe en su reemplazo) para aprobar el contrato de fideicomiso por el que se rige el FODER y para firmar el contrato de fideicomiso con el fiduciario.
- (vii) Garantía de pago de la opción de venta: El decreto faculta al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas a emitir y entregar letras del tesoro al FODER (por un valor nominal máximo de hasta U\$S 3.000.000.000 o su equivalente en otras divisas), en nombre y representación del Ministerio de Energía y Minería y como garantía de pago en caso de que el propietario ejerza la opción de venta y enajene la planta de generación.

La Resolución N° 136/16, emitida por el 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° 136/16 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y los CAE con CAMMESA.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el CAE correspondiente deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

- (i) 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.
- (ii) 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 Secretaría de Energía Eléctrica.
- (iii) 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.
- (iv) Vigencia: Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.
- (v) Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- (vi) Energía comprometida a entregar por año.
- (vii) Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- (viii) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en Dólares Estadounidenses por Megavatios por hora (U\$S/MWh).
- (ix) Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
- (x) El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
- (xi) Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
- (xii) La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
- (xiii) La prioridad de pago de los contratos de compra de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

El 5 de septiembre 2016, una vez finalizado el período para presentar ofertas en la primera ronda del programa RenovAr, el Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, y el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastián Kind, anunciaron de conformidad con la Resolución SE N° 205/16 del Ministro de Energía y Minería, que se habían presentado 123 ofertas por un total de 6.346 MW, (seis veces más de los 1.000 MW licitados originalmente), de las cuales 105, un total de aproximadamente 5.209 MW, estaban técnicamente calificadas. Las mismas estuvieron compuestas por 42 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.780 MW, 50 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.304 MW y 13 proyectos de biomasa, biogás y pequeños proyectos de energía hidroeléctrica con una capacidad instalada total de aproximadamente 35 MW.

De acuerdo con la Resolución N° 213-E/16 del 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 U\$S 59,39/MWh, un precio mínimo de U\$S49,10/MWh y un precio máximo de U\$S67,20/MWh;
- cuatro proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 400 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S59,75/MWh, un precio mínimo de U\$S59,00/MWh y un precio máximo de U\$S60,00/MWh;
- cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 11,37 MW, todos a un precio de U\$S105/MWh;
- seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S154 /MWh, un precio mínimo de U\$S118/MWh y un precio máximo de U\$S160/MWh; y
- dos proyectos de biomasa, con una capacidad instalada total de 14,5 MW, ambos al precio de U\$S110/MWh.

Ronda 1.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

En octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó asimismo la Resolución N° 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 N° 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 U\$S53,34/MWh, un precio mínimo de U\$S46/MWh y un precio máximo de U\$S59,38/MWh; y
- 20 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 516,18 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S54,94/MWh, un precio mínimo de U\$S48,00/MWh y un precio máximo de U\$S59,20/MWh.

Ronda 2 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de potencia. En fecha 30 de noviembre del mismo año, el entonces Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 473/2017, en la que se invitó a los oferentes que habían participado en la Ronda 2 y no habían logrado ser adjudicados. En efecto, mediante la Resolución N° 488-E/2017 el Ministerio de Energía y Minería, adjudicó proyectos adicionales (sumando un total de 634.3 MW de potencia).

La Compañía presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables. En fecha 11 enero de 2018 y 21 de febrero de 2018, Vientos de La Genoveva, adquirió un usufructo sobre el terreno donde se encuentra ubicada La Genoveva I. Asimismo, en fecha 23 de marzo de 2018, nuestra subsidiaria CP Renovables S.A. adquirió el 100% de las acciones de Vientos de La Genoveva S.A. Ese mismo día la sociedad se transformó en una S.A.U.

Ronda 3.0 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Mediante la Resolución N° 100/2018, en fecha 4 de noviembre de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía, lanzó la Ronda 3 del programa junto con el correspondiente pliego de bases y condiciones.

En esta nueva Ronda, los oferentes podían presentar ofertas respecto de proyectos que no superaran la potencia de 10 MW. Las asignaciones variaron por tecnologías: solar, eólica, entre otras. La potencia requerida total a adjudicar fue de 400 MW.

Con fecha 2 de agosto de 2019, por Disposición SSERyEE 91/2019, se tomó la decisión de adjudicar los correspondientes PPA por una capacidad total de 259 MW.

Conforme el marco regulatorio del Programa RenovAr, fuimos adjudicados en 3 proyectos eólicos: La Castellana I en Ronda 1, Achiras en Ronda 1.5 y La Genoveva en Ronda 2.0. El proyecto eólico La Castellana I obtuvo la habilitación comercial en agosto

de 2018, mientras que Achiras la obtuvo en septiembre de ese mismo año. La siguiente tabla muestra las principales características de cada proyecto eólico:

	La Castellana I	Achiras	La Genoveva I
Localidad	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Córdoba	Provincia de Buenos Aires
Estado	En operación	En operación	En construcción
Fecha de habilitación comercial	Agosto 2018	Septiembre de 2018	Ver Nota 1 ⁽¹⁾
Potencia adjudicada en el proceso de licitación⁽²⁾	99 MW	48 MW	86,60 MW
Potencia actual/esperada⁽²⁾	100,80 MW	48 MW	88,2 MW
Marco regulatorio	RenovAr 1.0	RenovAr 1.5	RenovAr 2.0
Precio adjudicado por MWh	U\$S61,50	U\$S59,38	U\$S40,90
Duración del contrato	20 años desde la habilitación comercial	20 años desde la habilitación comercial	20 años desde la habilitación comercial
Fecha de firma del contrato de abastecimiento	Enero 2017	Mayo 2017	Julio 2018
Número de unidades	32 turbinas	15 turbinas	21 turbinas
Proveedor de turbinas	Acciona Windpower Nordex	Acciona Windpower Nordex	Vestas

- (1) La fecha de habilitación comercial comprometida con CAMMESA del proyecto La Genoveva I es 720 días corridos desde la firma del PPA (26 de julio de 2018). Debido al brote de COVID-19 y a las medidas adoptadas por el gobierno para controlar su proliferación, se prevén demoras en el proyecto. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes”.
- (2) Se autorizó a las sociedades a las que se les adjudicó el proyecto durante el proceso de licitación, conforme a sus respectivos términos y condiciones, a introducir cambios menores en la capacidad de generación del proyecto.

Régimen de remuneración

El régimen de remuneración actual

Con fecha 27 de febrero de 2019, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución N° 31/20, la cual derogó la Resolución N° 1/19. La Resolución N° 31/20 redujo el régimen remunerativo aplicable a partir del 1 de febrero de 2020 para agentes generadores autorizados del MEM.

Régimen de remuneración de la generación habilitada térmica

La Resolución N° 31/20 establece que la remuneración a los generadores térmicos habilitados se compone de un pago por potencia disponible mensual y otro por energía generada y energía operada.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdivide en un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (DRP) y un precio por potencia garantizada según cumplimiento de una potencia garantizada ofrecida (DIGO). DIGO es la capacidad habilitada ofrecida por un agente generador térmico habilitado para cada “g” unidad de generación en cada periodo de DIGO (estos son: (a) verano: Diciembre- Enero- Febrero, (b) invierno: Junio-Julio-Agosto y (c) los meses restantes: (c1) Marzo- Abril- Mayo, (c2) Septiembre- Octubre- Noviembre). La remuneración de potencia se afectará según el Factor de Uso del equipamiento de generación.

La remuneración por energía se define como la suma de dos componentes: uno en función de la energía generada y otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen de horario de la energía operada deberá corresponderse

con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se define por su nodo.

Por otra parte, la Resolución N° 31/20 introdujo nuevos criterios de remuneración relacionados con las primeras 25 horas (HMRT-1) y las segundas 25 horas (HMRT-2) de máximo requerimiento térmico (“HMRT”) en el mes, estableciendo a su vez una distinción entre el período estival, el período invernal y el resto de los períodos.

Los precios de las remuneraciones se fijan en pesos argentinos, con un parámetro de ajuste mensual, considerando el IPIM y el IPC, según la siguiente fórmula:

$$F.ACT_{transacción\ t} = F.ACT_{transacción\ t-1} * \left(0,6 * \frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} + 0,4 * \frac{IPIM_{t-2}}{IPIM_{t-3}} \right)$$

Donde:

“IPIM”: es el Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el INDEC

“IPC”: es el Índice de Precios al Consumidor publicado por el INDEC

No obstante, con fecha 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía habría aparentemente ordenado a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI relacionado con el mecanismo de ajuste de precios que se describe en “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual.” Por consiguiente, CAMMESA no aplicó el mecanismo de actualización de precios a los pagos mensuales correspondientes a marzo de 2020 en virtud de Energía Base. La Compañía está evaluando los efectos que podría tener la no aplicación del citado Anexo VI, así como los pasos a seguir en ese sentido.

Remuneración por disponibilidad de potencia: el precio base para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala se va a determinar de acuerdo a los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot), precio potencia garantizada (PrecPotDIGO) y el Factor De Uso:

Tecnología / Escala		PrecBasePot (Ps./MW-mes)
Ciclo combinado grande > 150 MW		100.650
Ciclo combinado chico <= 150 MW		112.200
Turbina a vapor grande > 100 MW		143.550
Turbina a vapor chica <= 100 MW		171.600
Turbina a gas grande > 50 MW		117.150
Turbina a gas pequeña <= 50 MW		151.800
Motores de combustión interna<=42MW		171.600

Tecnología / Escala	PrecPotDIGO (Ps./MW-mes)	
	Invierno y verano	Períodos restantes
Ciclo combinado grande > 150 MW	360.000	270.000
Ciclo combinado chico <= 150 MW	360.000	270.000
Turbina a vapor grande > 100 MW	360.000	270.000
Turbina a vapor chica <= 100 MW	360.000	270.000
Turbina a gas grande > 50 MW	360.000	270.000
Turbina a gas chica <= 50 MW	360.000	270.000
Motores de combustión interna<=42MW	420.000	330.000

Factor de Uso (FU):

En cada “n” mes de transacción económica se calculará el “Factor de Uso” para cada unidad generadora “g” definido como:

$$FU_{gn} = \text{GenAñoMóvn} / (\text{DRPg.n.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde: DRPg.b.prom: Es la disponibilidad real de potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la declaración de transacción económica (DTE).

$$\text{DRPg.n.prom (MW)} = \frac{\sum_{\text{mes } n-12}^{\text{mes } n-1} (\text{DRPg.mes} \times \text{kFM})}{12}$$

Hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “n” de emisión del DTE.

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

GenAñoMóvn: Es la generación total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión del DTE.

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependerá en la disponibilidad real de potencial (DRP), la que es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora de “g” que no se encuentre bajo manteamientos programados y acordados y que se calculará para los generadores habilitados térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución N° 31/20 también establece que la remuneración mensual de potencia será proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y a un precio que variará estacionalmente.

En este sentido, la resolución diferencia la remuneración de generadores que no declararon DIGO de lo que sí lo hicieron.

En el caso de que los generadores no declaren DIGO, la remuneración se configura con la DRP del mes valorizada al precio mencionado en párrafos anteriores. La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

$$\text{REM BASE (Ps./mes)} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP (MW)} * \text{kFM}$$

Siendo: kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que si declaren DIGO, la remuneración de la potencia garantizada ofrecida es una remuneración de potencia disponible que se valoriza como el precio PrecPotDIGO de acuerdo a lo establecido a continuación:

a) Si $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

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

b) Si $\text{DRP} < \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO (Ps./mes)} = \text{MAX} \{ \text{REM BASE}; \text{DRP (MW)} * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP /DIGO} \}$$

Siendo: kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependerá si los generadores declaren DIGO o N°

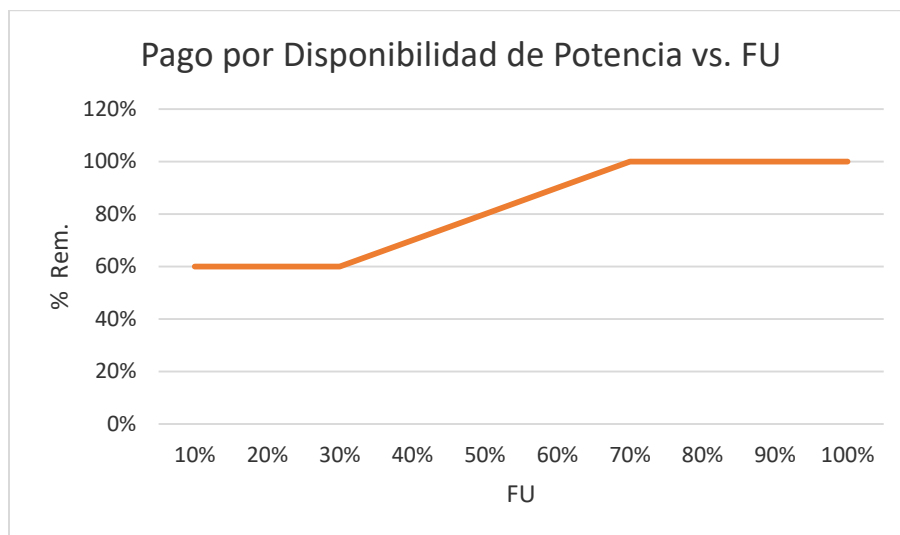
La remuneración total de la disponibilidad de potencia para los generadores que no declaren DIGO: se calculará exclusivamente de acuerdo los conceptos anteriormente explicados y su aplicación será función del Factor de Uso (FU):

- Si $\text{FU} < 30\%$ $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE} * 0.6$
- Si $30\% \leq \text{FU} < 70\%$ $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE} * (\text{FU} * 0.3)$
- Si $\text{FU} \geq 70\%$ $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE}$

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que si declaren DIGO: se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda de acuerdo los conceptos anteriormente explicados y su aplicación será en función del Factor de Uso (FU):

- Si $FU < 30\%$ $REM\ TOT\ (Ps./mes) = REM\ DIGO * 0.6$
- Si $30\% \leq FU < 70\%$ $REM\ TOT\ (Ps./mes) = REM\ DIGO * (FU * 0.3)$
- Si $FU \geq 70\%$ $REM\ TOT\ (Ps./mes) = REM\ DIGO$

El siguiente gráfico describe el efecto del FU en la Remuneración por Disponibilidad de Potencia:



La remuneración por energía

La remuneración por energía se compone de dos conceptos: energía generada y energía operada. La remuneración por energía del generador se define por su nodo.

Remuneración de 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:

Tecnología/Escala	CostoOYMxComb			
	Gas Natural (Ps./MWh)	FuelOil/GasOil (Ps./MWh)	BioComb. (Ps./MWh)	Carbón Mineral (Ps./MWh)
Ciclo combinado grande > 150 MW	240	420	600	–
Ciclo combinado chico <= 150 MW	240	420	600	–
Turbina a vapor grande > 100 MW	240	420	600	720
Turbina a vapor chica <= 100 MW	240	420	600	720
Turbina a gas grande > 50 MW	240	420	600	–
Turbina a gas chica <= 50 MW	240	420	600	–
Motores de combustión interna <= 42MW	240	420	720	–

Remuneración por energía operada

La remuneración por energía operada se fijó en 84 Ps./MWh y 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.

Horas de máximo requerimiento térmico

La remuneración por Horas de máximo requerimiento técnico (HMRT) se aplica a la capacidad promedio entregada durante las 25 HMRT del mes relevante, según se describe más arriba como HMRT-1 y HMRT-2.

El precio de la remuneración “PrecPHMRT” es 37.500 Ps./MW y se ve afectado por el factor estacional FRPHMRT, conforme se indica en el siguiente cuadro:

HMRT	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	–	0,6	–

La remuneración durante HMRT (RemPHMRT) de centrales térmicas se calcula de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potgemhrt1} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT1} + \text{Potgemhrt2} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT2}$$

Donde:

Potgemhrt1 es la capacidad generada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2 es la capacidad generada promedio durante HMRT-2.

Remuneración de generación hidroeléctrica

La remuneración a los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se compone de dos elementos: (i) el pago por potencia disponible mensual de la potencia habilitada y (b) el pago por energía (que conforma por la energía generada y por la energía operada).

Remuneración por disponibilidad de potencia

Esta remuneración dependerá del DRP y el precio base de la potencia. Este último se determinará de acuerdo a los siguientes valores, considerando la tecnología de generación utilizada en cada unidad y tamaño:

Tecnología/Escala	Precio Base de Potencia (PrecBasePot) (Ps./MW-mes)
Unidades HI Grandes con Potencia $P > 300$ MW	99.000
Unidades HI Medias con Potencia $P > 120$ y ≤ 300 MW	132.000
Unidades HI Chicas con Potencia $P > 50$ y ≤ 120 MW	181.500
Unidades HI Renovable con Potencia $P \leq 50$ MW	297.000
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia $P > 300$ MW	99.000
Unidades bombeo HB Medias con Potencia $P > 120$ y ≤ 300 MW	132.000

DRP es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados que se calculará para los Generadores Habilitados Hidroeléctricos (GHH) en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo HB, se debe considerar, para la evaluación de su disponibilidad, tanto la correspondiente a su operación como turbina en todas las horas del período, como su disponibilidad como bomba en todas las horas del período.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, la remuneración de la disponibilidad de potencia (REM PBASE (Ps./mes) es calculado conforme la siguiente formula:

$$\text{REM PBASE (Ps./mes)} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP (MW)} * \text{kFM}$$

Siendo: kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido por las horas del mes

Remuneración por energía

La remuneración por energía se define en su nodo. Se compromete por dos ítems: energía generada y energía operada.

Con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocerá en cada hora el precio por energía generada de 210 Ps./MWh.

Mientras que la remuneración por energía operada, se representará por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 84 Ps./MWh. El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico el precio de la energía eléctrica generada será de 60 Ps./MVAh y de 84 Ps./MWh por la energía operada.

Horas de máximo requerimiento térmico (HMRT)

Esta remuneración se aplica a la disponibilidad de potencia operada promedio de centrales hidroeléctricas durante las 25 HMRT indicadas como HMRT1 y HMRT2.

Remuneración en HMRT	
Tecnología/Escala	PrecPOHMRT
	Ps./MW-HMRT
Hidro >300 MW	25.700
Hidro >120 y <= 300 MW	32.500
Hidro > 50 y <= 120 MW	32.500
Hidro renovable < 50 MW	32.500
Bombeo > 300 MW	32.500
Bombeo > 120 y <= 300 MW	32.500

El precio de la remuneración “PrecPOHMRT” se ve afectado por el factor estacional FRPHMRT, según se indica en el siguiente cuadro:

HMRT	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	-	0,6	-

La remuneración durante HMRT “RemPOHMRT” para centrales hidroeléctricas se calcula de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potopmhrt1} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT1} + \text{Potopmhrt2} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT2}$$

Donde:

Potopmhrt1 es la capacidad operada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2 es la capacidad operada promedio durante HMRT-2.

Otras tecnologías de generación en el mercado spot

La Resolución N° 31/20 establece que la energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijará en 1.680 Ps./MWh.

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtiene 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:

$$\text{REM ENC (Ps./mes)} = \sum \text{h.mes (PENC * EGengh)}$$

La generación proveniente de unidades que se encuentren en proceso previo a la habilitación comercial recibirá el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

Los regímenes de remuneración previos

Resolución SE N° 1/19

El 28 de febrero de 2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda de la Nación dictó la Resolución N° 1/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 1 de marzo de 2019, fecha en la que entró en vigencia), la cual derogó la Resolución N° 19/17, modificando el régimen de remuneración para los generadores autorizados para actuar en el MEM (“Resolución

SRRyME N° 1/19”). La Resolución SRRyME N° 1/19 estableció que los generadores habilitados son todos aquellos que no tengan contratos en el mercado a término en cualquiera de sus modalidades.

Remuneración por generación térmica

En cuanto a la generación a partir de fuentes térmicas, la Resolución SRRyME N° 1/19 establecía que la remuneración de generadores térmicos habilitados estaba conformada por (i) un pago mensual por disponibilidad de potencia y (ii) otro pago por energía.

La remuneración por disponibilidad de potencia se dividía en (i) un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (DRP) y (ii) un precio por la potencia garantizada relacionado con el cumplimiento de disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO). DIGO es la disponibilidad de potencia ofrecida por un generador térmico habilitado para cada unidad de generación “g” durante cada período de DIGO (es decir: (a) período estival: diciembre-enero-febrero, (b) período invernal: junio-julio-agosto, (c) resto de los períodos: (c1) marzo-abril-mayo, (c2) septiembre-octubre-noviembre). La remuneración de la energía se veía afectada por el Factor de Uso (FU) de la unidad generadora.

La remuneración por energía se definía como la suma de dos componentes: (i) uno en función de la energía generada y (ii) otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se definía por su nodo.

Remuneración por disponibilidad de potencia: el precio base para remunerar la potencia de fuentes térmicas se calculaba de acuerdo con los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot), precio potencia garantizada (PrecPotDIGO) y Factor de Uso (FU):

Tecnología / Escala	PrecBasePot (U\$/MW-mes)
CC grande P > 150 MW	3.050
CC chico P ≤ 150 MW	3.400
TV grande P > 100 MW	4.350
TV chica P > 50 MW	5.200
TG grande P > 50 MW	3.550
TG chica P ≤ 50 MW	4.600
Motores de combustión interna	5.200

Período	PrecPotDIGO (U\$/MW-mes)
Verano: diciembre-enero-febrero	7.000
Invierno: junio-julio-agosto	7.000
Períodos restantes	5.500

Factor de Uso (FU):

En cada “n” mes de transacción económica se calculaba un FU para cada unidad generadora “g” definido como:

$$FU_{gn} = \text{GenAñoMóvn} / (\text{DRPg.n.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde: DRPg.n.prom: es la disponibilidad real de potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la declaración de transacción económica (DTE).

$$\text{DRPg.n.prom (MW)} = \frac{\sum_{\text{mes } n-12}^{\text{mes } n-1} (\text{DRPg.mes} \times \text{kFM})}{12}$$

kFM = horas del mes fuera de mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

Hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la DTE.

GenAñoMóvn: Es la generación total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n2” de emisión de la DTE.

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependía de la disponibilidad real de potencia (DRP), es decir, la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada unidad generadora (“g”) que no se encontrase bajo manteamientos programados y acordados y que se calculaba para los generadores habilitados térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizaba tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución N° 1/19 también establecía que la remuneración mensual por disponibilidad de potencia debía ser proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y a un precio sujeto a variación estacional.

En este sentido, la resolución diferenciaba la remuneración de generadores que no declaraban DIGO de la remuneración de aquellos que efectivamente lo hacían.

En el caso de que los generadores no declararan DIGO, la remuneración se configuraba con la DRP del mes valorizada al precio base de potencia mencionado en párrafos anteriores. La disponibilidad se calculaba descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

$$\text{REM BASE (\$/mes)} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP (MW)} * \text{kFM}$$

Donde kFM: horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que declarasen DIGO, su remuneración por la potencia garantizada ofrecida era una remuneración por potencia disponible (con tope en la magnitud física a computar en DIGO) que se valorizaba como PrecPotDIGO (\$/MW-mes) de acuerdo a lo establecido a continuación:

a) Si $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

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

b) Si $\text{DRP} < \text{DIGO}$

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

Donde kFM: horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependía de si los generadores declaraban DIGO o no.

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que no declaraban DIGO: se calculaba exclusivamente de acuerdo con los conceptos anteriormente explicados y su aplicación era en función del Factor de Uso (FU):

- Si $\text{FU} < 30\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM BASE} * 0.7$
- Si $30\% \leq \text{FU} < 70\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM BASE} * (\text{FU} * 0.75 + 0.475)$
- Si $\text{FU} \geq 70\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM BASE}$

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que si declaraban DIGO: se configuraba como la suma de las remuneraciones mencionadas antes y su aplicación era en función del Factor de Uso (FU):

- Si $\text{FU} < 30\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM DIGO} * 0.7$
- Si $30\% \leq \text{FU} < 70\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM DIGO} * (\text{FU} * 0.75 + 0.475)$
- Si $\text{FU} \geq 70\%$ $\text{REM TOT (\$/mes)} = \text{REM DIGO}$

La remuneración por energía

La remuneración por energía se componía de dos conceptos: (i) energía generada y (2) energía operada. La remuneración por energía del generador se definía por su nodo.

Remuneración por energía generada

Para la generación de origen térmico convencional, se consideraba un valor máximo, dependiendo del tipo de combustible consumido por la unidad generadora “g”, en concepto de costos variables no combustibles CostoOYMxComb según se indica en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

Tecnología/Escala	CostoOYMxComb			
	Gas Natural (U\$/MWh)	FuelOil/GasOil (U\$/MWh)	BioComb. (U\$/MWh)	Carbón Mineral (U\$/MWh)
CC grande P > 150 MW	4	7	10	-
CC chico P < 150 MW	4	7	10	-
TV grande P > 100 MW	4	7	10	12

Tecnología/Escala	CostoOYMxComb			
	Gas Natural (U\$\$/MWh)	FuelOil/GasOil (U\$\$/MWh)	BioComb. (U\$\$/MWh)	Carbón Mineral (U\$\$/MWh)
TV chica P < 100 MW	4	7	10	12
TG grande P > 50 MW	4	7	10	-
TG chica P < 50 MW	4	7	10	-
Motores de combustión interna	4	7	10	-

Los valores indicados en la tabla precedente eran los máximos a reconocer como Costo Variable No Combustible (CVNC) en las declaraciones de Costo Variable de Producción (CVP) para los generadores que operaban con combustible propio. Cada unidad generadora que hubiese declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación y que, al ser requerida, no tuviera el combustible con el cual fue convocada para el despacho perdía su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, CAMMESA le asignaba el combustible necesario para su operación. En este último caso, sólo se remuneraba por la Energía Generada el 50% de los CVNC correspondientes.

Remuneración por energía operada

Los generadores recibían una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1,4 U\$\$/MWh para cada tipo de combustible utilizado en la generación. Cada unidad generadora que hubiese declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación y que, al ser requerida, no tuviera el combustible con el cual fue convocada para el despacho perdía su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, CAMMESA le asignaba el combustible necesario para su operación. En este último caso, solo se reconocía como Energía Operada hasta la Energía Generada por la unidad de generación aplicándose el 50% del precio de valorización de la Energía Operada.

Remuneración de generación hidroeléctrica

La remuneración de los generadores habilitados hidráulicos se componía de dos elementos: (i) el pago por potencia disponible mensual de la potencia habilitada y (b) el pago por energía (conformada por la energía generada y por la energía operada).

Remuneración por disponibilidad de potencia

Esta remuneración dependía del DRP y del precio base de la potencia. Este último se determinaba de acuerdo con los siguientes valores, considerando la tecnología de generación utilizada en cada unidad y su tamaño.

Tecnología/Escala	Precio Base de Potencia (PrecBasePot) (U\$\$/MW-mes)
Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW	3.000
Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	4.000
Unidades HI Chicas con Potencia P > 50 y ≤ 120 MW	5.500
Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW	9.000
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW	1.500
Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	2.500

DRP se definía como la disponibilidad de potencia media mensual correspondiente al mes “m” de cada unidad generadora (“g”) que no estuviese bajo mantenimientos programados y acordados que se calculaba para los generadores habilitados hidroeléctricos en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizaba tomando los valores registrados en el mes. En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo HB, se consideraba, para la evaluación de su disponibilidad, tanto la correspondiente a su operación como a una turbina en todas las horas del período, como su disponibilidad como bomba en todas las horas del período.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, la remuneración de la disponibilidad de potencia (REM PBASE (\$/mes) se calculaba conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{REM PBASE (\$/mes)} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP (MW)} * \text{kFM}$$

Donde kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido por las horas del mes.

Remuneración por energía

La remuneración por energía se definía en el nodo del generador y se componía de dos elementos: (i) remuneración por energía generada y (ii) remuneración por energía operada.

Con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocía en cada hora el precio por energía generada de 3.5 U\$\$/MWh.

En cuanto a la remuneración por energía operada, se representaba por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 1,4 U\$\$/MWh. El volumen horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico se reconocía 1,0 U\$\$/MV por los MVAr intercambiados con la red en las horas que era requerido.

Generadores a partir de otras fuentes de energías

Los generadores que utilicen fuentes alternativas serán remunerados por la energía generada (No convencional)

La Resolución SRRyME N° 1/19 establecía que la energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) quedaba fijada en 28 U S \$ /MWh (Precio de Energía No Convencional, PENC).

En esta línea, la remuneración de la energía generada no convencional se calculaba 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:

$$\text{REM ENC (\$/mes)} = \sum h.\text{mes} (\text{PENC} * \text{EGengh})$$

La generación proveniente de unidades que funcionaban a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encontrasen en proceso previo a la Habilitación Comercial recibía el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

Resolución N° 70/2018- Opción de compra de combustible por unidad bajo el marco regulatorio de Energía Base

Con fecha 7 de noviembre de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 70/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, en la que el gobierno argentino faculta a los generadores, cogeneradores y auto generadores del MEM a procurarse- por sus propio medios, de manera directo o indirecta, en este caso mediante la celebración de contratos a término con terceros proveedores- el combustible necesario para su operación. Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA. El organismo encargado de despacho, es decir, CAMMESA, continuó su gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos agentes generadores que no optaron por esa opción. Conforme a la Resolución SEE 70/18, en noviembre de 2018, la Emisora comenzó a adquirir combustible para el ciclo combinado de Luján de Cuyo y, en diciembre de 2018, para todas sus centrales térmicas. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 representaron el 30,39% del ingreso total de la Emisora.

Con fecha 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP 12/2019, derogando la Resolución SGE 70/2018 y restableciendo el Artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. A partir del mes de enero de 2020, CAMMESA pasó a ser el único proveedor de combustible de las empresas generadoras, excepto por (i) unidades térmicas que tuviesen compromisos previos con CAMMESA relacionados con contratos de abastecimiento con gestión propia del combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/05 para abastecer de energía a grandes usuarios privados.

Resolución N° 19/27

El 27 de enero de 2017, la entonces Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017), que derogó la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. Como se explicó en párrafos anteriores, la Resolución N° 19/17, fue derogada por la Resolución SRRyME N° 1/19.

De acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 19/17, la ex Secretaría de Energía Eléctrica estableció que los generadores, cogeneradores y autogeneradores de energía eléctrica actuando como agentes del MEM y que operen centrales termoeléctricas convencionales podían realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Bajo estas ofertas, las compañías generadoras podían comprometer capacidad específica y potencia, siempre que dicha potencia y energía no hubiese sido comprometida en PPA suscriptos de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, Resolución N° 21 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, así como PPA sujetos un régimen de remuneración diferencial establecido o autorizado por el entonces Ministerio de Energía y Minería. Las ofertas debían ser aceptadas por CAMMESA (actuando en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), cuya entidad actuaría como la parte compradora de la potencia bajo los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE N° 19/17 estableció que dichos compromisos podrán ser transferidos a las empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MEM una vez culminado el período de vigencia de la emergencia declarada del sector eléctrico en Argentina (de acuerdo con el Decreto N° 134/2015, dicho estado de emergencia expiró el 31 de

diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional estaban excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución SEE N° 19/17.

El plazo de vigencia de los compromisos de disponibilidad garantizada fue de 3 años, y sus términos y condiciones generales se establecieron en la Resolución SEE N° 19/17.

Conforme dicha regulación, la remuneración a favor del generador se calculó en dólares estadounidenses de acuerdo con las fórmulas y los valores establecidos en la resolución mencionada, y comprendieron (i) un precio para la disponibilidad de potencia mensual, y (ii) un precio para la potencia generada y operada.

La Resolución SEE N° 19/17 estableció asimismo que los agentes del MEM que operan centrales hidroeléctricas convencionales, de bombeo y centrales de generación a partir de otras fuentes de energía serán remunerados por la energía y potencia de sus unidades de generación según los valores que se establecen en dicha resolución, en tanto dicha energía y potencia no hubiese sido comprometida en PPA celebrados de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería.

El régimen de remuneración derogado establecido por la Resolución SEE N° 19/17 incluyó los siguientes componentes:

(1) Precio por potencia disponible

El precio por disponibilidad de potencia se dividía en un precio mínimo asociado a la Potencia Disponible Real (“DispReal”), un Precio Base según cumplimiento de una Potencia Garantizada Ofrecida (“DIGO”), y un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada (DIGOasig), recibiendo esta última un monto adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento térmico del sistema. El cuadro a continuación detalla las tarifas aplicables a estas tecnologías:

Unidad	Potencia (MW)	Precio mínimo de potencia (U\$\$/MW por mes)	Precio base de potencia Mayo-Oct 2017 (U\$\$/MW por mes)	Precio base de potencia después de Nov 2017 (U\$\$/MW por mes)	Precio adicional de potencia Mayo-Oct 2017 (U\$\$/MW por mes)	Precio adicional de potencia después de Nov 2017 (U\$\$/MW por mes)
TG	P<50	4.600	6.000	7.000	1.000	2.000
TV	P<100	5.700	6.000	7.000	1.000	2.000
	P>100	4.350	6.000	7.000	1.000	2.000
CC	P<150	3.400	6.000	7.000	1.000	2.000
	P>150	3.050	6.000	7.000	1.000	2.000
HI	P>300	N/A	2.000	2.000	500	1.000

Generación térmica:

Respecto de las unidades térmicas, el precio por la Potencia Disponible se calculaba de la siguiente manera.

Si un generador no declaraba la DIGO o la DIGOasig, el precio por potencia disponible era igual al Precio Mínimo (REM MIN):

$$\text{REM MIN (U\$/mes)} = \text{Precio Mínimo de Potencia} * \text{DispReal (MW)} * \text{kM}$$

Siendo:

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

Respecto de las unidades térmicas que declaren DIGO y DIGOasig, el Precio por la Potencial Disponible Total = Precio Base + Precio Adicional, siendo:

- Precio Base:
 - Si la $\text{DispReal} \geq \text{DIGO}$, el Precio Base era igual a $(\text{DispReal} - \text{DIGO}) * \text{kM} * \text{Precio Mínimo de Potencia} + \text{DIGO} * \text{Precio Base de Potencia} * \text{kM}$.
 - Si la $\text{DispReal} < \text{DIGO}$, el Precio Base era igual a lo que resulte mayor entre (i) REM MIN y (ii) $\text{DispReal} * \text{Precio Base de Potencia} * \text{kM} * \text{DispReal/DIGO}$.
- Precio Adicional (REM ADC):
 - Si la $\text{DispReal} - \text{DIGO} \geq \text{DIGOasig}$, el Precio Adicional era igual a $\text{DIGOasig} * \text{Precio Adicional de Potencia} * \text{kM}$.
 - Si la $\text{DispReal} - \text{DIGO} < \text{DIGOasig}$, el Precio Adicional era igual a 0.

Siendo:

kM = horas del mes fuera mantenimiento acordado /horas del mes.

Generación hidroeléctrica

Respecto de las unidades hidroeléctricas, el precio por la Potencia Disponible se calculaba de la siguiente manera:

- El Precio Base era igual al Precio Base de Potencia * (DispReal + mantenimiento acordado), y
- El Precio Adicional era igual al Precio Adicional de Potencia * DispReal

A diferencia de las unidades térmicas, las unidades hidroeléctricas cobran por estos conceptos, independientemente de su despacho (sin tener en cuenta el nivel de reservas), en la medida que no se estuviesen bajo indisponibilidad forzada.

2) Precio por potencia generada y operada

Unidad	Potencia generada				Potencia operada			
	Gas natural	Líquidos	Biocombu stible	Hidrocarb uros	Gas natural	Líquidos	Biocombu stible	Hidrocarb uros
	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh	U\$\$/MWh
TG.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
TV.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
CC.....	5,0	8,0	11,0		2,0	2,0	2,0	
HI P>300MW				3,5				1,4

La Potencia Operada significa la función integral de la potencia horaria despachada durante el período, incluyendo toda la energía y reservas asignadas a dicho generador. La energía por hora de Potencia Operada coincidía con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Incentivos a la eficiencia

Trimestralmente se comparaba el consumo de combustible real con el de referencia para cada máquina y tipo de combustible. La diferencia porcentual se adicionaba para incrementar el valor de la Potencia Generada a partir del combustible respectivo más el combustible relacionado con la Potencia Operada y se reconocía como un adicional solo para la energía producida con el combustible provisto. En caso de mayores consumos, la remuneración base no se veía afectada. Los valores de referencia de consumo específico eran los siguientes:

Unidad	Combustibles	
	Gas natural	alternativos
	kcal/kWh	kcal/kWh
TG	2.400	2.600
TV	2.600	2.600
CC grande (>180 MW)	1.680	1.820
CC resto	1.880	2.000

Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/13 y 529/14 y normas modificatorias

El 26 de marzo de 2013 el Boletín Oficial publicó la Resolución SE N° 95/2013 dictada por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica (la "Resolución 95") que estableció un régimen de contratación y remuneración para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM, a excepción de generadores de centrales hidroeléctricas binacionales y nucleares, así como también la potencia y energía eléctrica producida por los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que había sido comprometida en el marco de los contratos regulados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica a través de las Resoluciones SE N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, N° 200 de fecha 16 de marzo de 2009, N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009, N° 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, N° 208 de fecha 29 de marzo de 2011 y N° 137 de fecha 25 de abril de 2011, la Ley N° 27.191, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Adicionalmente, con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles quedó centralizado en el organismo encargado del despacho (CMMESA). A partir de la fecha de publicación de la Resolución N° 95, a medida que las relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se vayan extinguiendo, CMMESA dejará de reconocer tales costos asociados a la operación.

Este régimen de remuneración rigió las operaciones económicas celebradas entre febrero de 2013 y enero de 2017, cuando fue reemplazado por la Resolución SEE N° 19/17. Sin embargo, la aplicación efectiva a cada generador en particular requirió que el mismo desista de cada reclamo judicial o administrativo que se haya iniciado contra el Estado Nacional, la ex SEN (actual Ministerio de Energía y Minería) y CMMESA, en relación con el acuerdo con generadores 2008-2011 y/o relacionado con la Resolución SE N° 406/03. De no cumplir con dichos requisitos, los generadores no tendrían acceso al régimen remunerativo mencionado, ni al anterior que se mantiene vigente.

Este régimen remunerativo comprendía tres conceptos: (i) remuneración de costos fijos; (ii) remuneración de costos variables, y (iii) remuneración adicional. La remuneración adicional estaba compuesta por dos conceptos: (i) remuneración adicional generador, la cual era liquidada y abonada al generador; y (ii) remuneración adicional fideicomiso, la cual era incluida en un fideicomiso destinado a la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico.

Asimismo, la Resolución N° 95 suspendió transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término e impuso que una vez finalizados los preexistentes al dictado de la misma sería obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CMMESA, conforme las condiciones establecidas por la ex Secretaría de Energía Eléctrica a tal efecto. Los generadores recibían una remuneración determinada por la metodología establecida por la Resolución N° 95. Con fecha 20 de agosto de 2013, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica instrumentó un mecanismo de prioridad de pago mediante el cual CMMESA distribuyó los pagos que percibió directamente de los Grandes Usuarios del MEM por su demanda abastecida, entre aquellos generadores alcanzados por la Resolución N° 95. Dichos montos fueron destinados de manera prioritaria a cubrir la remuneración de los generadores bajo el siguiente esquema: en forma prioritaria a cubrir en primera medida los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa.

Con respecto a la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, la Ley N° 27.191 excluyó la aplicación de las regulaciones que limitan la ejecución de contratos del mercado a término.

Conforme a lo establecido en la nota de la Secretaría de Energía N° 2053/13, el nuevo régimen de remuneración se estableció de manera particular a cada uno de los agentes a partir de la fecha en la que los respectivos generadores desistan de todas las demandas entabladas en sede judicial y administrativa contra el Gobierno Nacional y CMMESA con relación al (i) “Acuerdo Para La Gestión Y Operación De Proyectos, Aumento De La Disponibilidad De Generación Térmica Y Adaptación De La Remuneración De La Generación 2008-2011 (Acuerdo 2008-2011)” celebrado por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica y los generadores del MEM el 25 de noviembre de 2010 y (ii) la Resolución N° 406/03 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Con fecha 31 de mayo de 2013 Central Puerto, HPDA y CTM dieron cumplimiento a los términos de la Resolución SE N° 95. LPC informó a la Secretaría de Energía Eléctrica su intención de cumplir con el régimen descrito anteriormente con modificaciones en ciertos artículos. No obstante, a la fecha del presente reporte anual la ex Secretaría de Energía Eléctrica no se ha expedido sobre dichas modificaciones. Por lo tanto, el nuevo régimen de remuneración descrito no resulta aplicable a LPC, y en consecuencia, continúa en vigencia la regulación anterior.

El 23 de mayo de 2014 el Boletín Oficial publicó la Resolución SE N° 529 dictada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, que estableció una actualización de los valores de los conceptos remuneratorios fijados en la Resolución N° 95 para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM comprendidos en dicha resolución.

Adicionalmente, la Resolución N° 529 incorporó un nuevo régimen de remuneración de mantenimientos no recurrentes, el cual resulta efectivo en oportunidad de incurrirse en mantenimientos mayores sobre el equipo de dichas centrales térmicas, y siempre y cuando cuente con una aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica. En este sentido, se dispuso que, mientras dichos mantenimientos no recurrentes no se lleven a cabo y no sean aprobados por la Secretaría de Energía Eléctrica, la remuneración de mantenimientos no recurrentes será documentada como una liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir.

Con fecha 17 de julio de 2015, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SE N° 482 que: (i) reemplazó los anexos I, II, III, IV y V de la Resolución SE N° 529/14 (modificatoria de la Resolución N° 95), actualizando los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos; (ii) modificó el cálculo de los cargos variables de transporte aplicable a los generadores hidroeléctricos y renovables; (iii) incorporó un concepto adicional denominado “Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” (“Recursos FONINVEMEM 2015-2018”); (iv) incorporó un concepto remuneratorio denominado “Remuneración

Directa FONINVEMEM 2015-2018” aplicable a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018;)(v) creó un nuevo régimen de contribuciones específicas para generadores involucrados en proyectos de inversión aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica y un nuevo régimen de incentivos para la producción de energía y eficiencia operativa destinado a un determinado grupo de generadores; y (vi) modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos y la Remuneración De Mantenimientos No Recurrentes.

La Secretaría de Energía Eléctrica modificó el régimen de remuneración de la Resolución N° 482 a través del dictado de la Resolución SEE N° 22/16.

Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13

El régimen remunerativo de la Resolución SE N° 95/13, modificado por la Resolución SEE N° 22/16, incluyó los siguientes conceptos:

(1) Remuneración de Costos Fijos

La remuneración de los costos fijos se determinó mensualmente asumiendo los siguientes precios (aplicables desde febrero de 2016):

Tecnología y escala	Pesos/MW-hrp(1)
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)	152,3
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	108,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)	180,9
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	129,2
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)	101,2
Unidades CC de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	84,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) < 30 Mw (Renovable)	299,2
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 30 y 120 Mw (Chica)	227,5
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	107,8
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	59,8
Motores combustión interna	180,9
Centrales eólicas	----
Centrales solares fotovoltaicas	----
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	----

(1) MW-hrp: la capacidad disponible durante el momento del día definido de antemano por las autoridades en el programa estacional

La metodología de cálculo para definir la remuneración de los costos fijos de los agentes generadores relevantes con equipos de generación térmica convencional (turbina de gas, turbina a vapor y ciclo combinado) variaba en función de la Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidad Objetivo de la tecnología (DO), Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

La fórmula definía un porcentaje base a aplicar sobre la remuneración de costos fijos de acuerdo a los siguientes valores:

Unidades de ciclo combinado	Junio – Julio – Agosto – Diciembre – Enero – Febrero	Marzo – Abril – Septiembre – Octubre – Noviembre	– Mayo
D > 95,00%	110,00%		100,00%
85,00% < D ≤ 95,00%	105,00%		100,00%
75,00% < D ≤ 85,00%	85,00%		85,00%
D ≤ 75,00%	70,00%		70,00%

Unidades de turbina a vapor	Junio – Julio – Agosto – Diciembre – Enero – Febrero	Marzo – Abril – Septiembre – Octubre – Noviembre	– Mayo
------------------------------------	---	---	---------------

Unidades combinado	de	ciclo	Junio – Julio – Agosto	Marzo – Abril	– Mayo
			– Diciembre	– Septiembre	– Octubre – Noviembre
			– Enero – Febrero	– Octubre – Noviembre	
D > 90,00%			110,00%		100,00%
80,00% < D □ 90,00%			105,00%		100,00%
70,00% < D □ 80,00%			85,00%		85,00%
Unidades combinado	de	ciclo	Junio – Julio – Agosto	Marzo – Abril	– Mayo
			– Diciembre	– Septiembre	– Octubre – Noviembre
			– Enero – Febrero	– Octubre – Noviembre	
D □ 70,00%			70,00%		70,00%
Motores de combustión interna	de	combustión	Junio – Julio – Agosto	Marzo – Abril	– Mayo
			– Diciembre	– Septiembre	– Octubre – Noviembre
			– Enero – Febrero	– Octubre – Noviembre	
D > 90,00%			110,00%		100,00%
80,00% < D □ 90,00%			105,00%		100,00%
70,00% < D □ 80,00%			85,00%		85,00%
D □ 70,00%			70,00%		70,00%

A dicho porcentaje base se le adicionará o restará el 50% de la diferencia porcentual entre la Disponibilidad Registrada (D) y la Disponibilidad Histórica (DH) del generador, es decir que por cada punto porcentual de variación en la D respecto a la DH del generador se modificaría en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los costos fijos. Los porcentajes siempre debían estar entre los previstos para cada período (110,00% máximo y 70,00% mínimo según corresponda).

Conforme a la Resolución N° 482, el valor de la Disponibilidad Objetivo se determinaba respecto a la potencia habitualmente disponible bajo condiciones normales de temperatura.

Los valores de Disponibilidad Histórica de cada grupo eran determinados en función de la disponibilidad registrada en el período 2011-2015. Al cierre de cada año, se sumaba el resultado del mismo a la base hasta contar con cinco años. Para el caso de las unidades incorporadas a partir de febrero de 2016 se tomaba el valor mínimo de cada tecnología como valor de Disponibilidad Objetivo.

(2) Remuneración de Costos Variables

Se estableció un nuevo régimen de la remuneración de los costos variables (excluyendo costos de combustibles) que reemplaza a la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles definidos en la Resolución SE N° 1/2003. Su cálculo era mensual y en función de la energía generada por tipo de combustible:

Operando con:

Clasificación	Gas natural	Combustibles líquidos		
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustibles (BD)	Carbón (C)
<i>Pesos/MWh</i>				
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	46,3	81,1	154,3	—
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) < 30 Mw (Renovable)		36,7		

Operando con:

Clasificación	Combustibles líquidos			
	Gas natural	Hidrocarburos FO/GO	Biocombustibles (BD)	Carbón (C)
		<i>Pesos/MWh</i>		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 30 Mw y 120 Mw (Chica)		36,7		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)		36,7		
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)		36,7		
Motores de combustión interna	74,1	111,2	148,3	—
Centrales eólicas		112,0		
Centrales solares fotovoltaicas		126,0		
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos		Ídem tecnología térmica y escala aplicables indicadas arriba		

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se consideró, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo.

(3) Remuneración Adicional

Parte de la remuneración era liquidada a los agentes generadores relevantes en forma directa, y otra parte se destinaba a un fideicomiso para reinvertirlo en nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico definidos por la SE.

Su cálculo era mensual en función de la energía total generada.

Con destino a:

Tecnología y escala	Agente generador relevante	Fideicomiso
	Pesos/MWh	Pesos/MWh
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw (Chica)	13,7	5,9
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	11,7	7,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) < 100 Mw (Chica)	13,7	5,9
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	11,7	7,8
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) < 150 Mw (Chica)	13,7	5,9
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	11,7	7,8
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)	84,2	14,9
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 Mw y = 120 Mw (Chica)	84,2	14,9
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	59,4	39,6
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	54,0	36,0
Motores de combustión interna	13,7	5,9
Centrales eólicas	—	—
Centrales solares fotovoltaicas	—	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—	—

La remuneración detallada constituía la remuneración total a recibir por los agentes generadores relevantes, descontándose la energía eléctrica y la potencia comprometidas en el MAT o en otros acuerdos para los mismos conceptos, valorizadas al precio de mercado correspondiente, con excepción de los contratos específicos antes referidos, así como también la deducción de cualquier otro cargo o servicio que deba estar a cargo de los mencionados agentes.

A los efectos indicados en el párrafo anterior, los agentes generadores relevantes deben presentar, para cada mes de transacción, una declaración jurada acompañada por documentación de respaldo debidamente certificada por auditor externo, en donde declaren la facturación emitida por sus compromisos en el MAT, la cual será contrastada con las deducciones realizadas en las transacciones económicas realizadas por CAMMESA. En caso de que, de dicho contraste, resultaran inconsistentes los volúmenes monetarios facturados por algún agente generador relevante, y esta diferencia resultase a favor del mismo, CAMMESA debía facturar a dicho agente tal diferencia.

(4) Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes

A los conceptos remuneratorios antes indicados, la Resolución SE N° 529 incorpora un nuevo concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los agentes generadores relevantes con aplicación a partir de las transacciones económicas del mes de febrero de 2014 y calculada mensualmente en función de la energía total generada. Tal remuneración será instrumentada a través de liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir y será pagada a un fondo administrado por CAMMESA y tenían como destino exclusivo el financiamiento de los mantenimientos mayores sujetos a la aprobación de la Secretaría de Energía.

<u>Tecnología y escala</u>	Remuneración de mantenimientos
	<i>(Pesos/MWh)</i>
Unidades de turbina de gas con potencia (P) < 50 Mw	45,1
Unidades de turbina de gas con potencia (P) > 50 Mw	45,1
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) = 100 Mw	45,1
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw	45,1
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) = 150 Mw	39,5
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw	39,5
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 Mw y 120 Mw (Chica)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Chica)	16,0
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	10,0
Motores de combustión interna	45,1
Centrales eólicas	—
Centrales solares fotovoltaicas	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—

Conforme a lo dispuesto en la Resolución N° 482 y la Resolución N° 22, la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes se calculaba tomando en cuenta (i) la energía acumulada que se generó el año anterior y (ii) la cantidad de veces que se arrancan las unidades aplicables, por pedido de CAMMESA.

(5) Incentivo a la “Producción” y a la “Eficiencia Operativa”

El régimen de incentivo consistía en un aumento de la remuneración por costos variables a partir del cumplimiento de determinadas condiciones.

El incentivo por “Producción” consistía en un aumento del 15% o 10% de la remuneración de costos variables de las unidades térmicas que funcionan a combustible líquido o carbón, respectivamente, a partir de que su producción acumulada en el año calendario superaba el 25% o 50% de su capacidad de producción, respectivamente, con combustible líquido o carbón, según corresponda.

El incentivo por “Eficiencia Operativa” consistía en el reconocimiento de remuneración adicional equivalente a la remuneración de costo variable por la diferencia porcentual entre el consumo real y el consumo de referencia fijado para cada tipo de tecnología y combustible. La comparación se realizaba trimestralmente. En caso de mayores consumos no se afecta la remuneración base por costos variables.

Los valores de referencia de consumo específico son:

Tecnología	Gas natural Kcal/kWh	Combustibles alternativos (FO/GO/C) Kcal/kWh
Turbina de gas	2.400	2.600
Turbina a vapor	2.600	2.600
Motores de combustión interna	2.150	2.300
Ciclos combinados (GT > 180 MW)	1.680	1.820
Otros ciclos combinados	1.880	2.000

(6) Recursos FONINVEMEM 2015-2019

Conforme a lo establecido en el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018” (el “Acuerdo Generadores 2015-2018”), la Resolución N° 482 incluyó la incorporación de un aporte específico denominado “Recursos para las Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” destinado a la ejecución de las obras contempladas bajo dicho marco. Los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 serán de aplicación a aquellos generadores con proyectos aprobados por la SE y serán asignados automáticamente y retroactivamente por CAMMESA a partir de la celebración de los contratos de suministro y construcción correspondientes. Conforme a la Resolución SE 482, los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 no crean derechos adquiridos a favor del generador y, en caso de incumplimiento a los contratos de suministro y/o construcción, podrán ser reasignados por la SE sin que ello implique un derecho a reclamo de ninguna índole y por ningún concepto.

Los valores de los Recursos FONINVEMEM 2015-2018 son:

Tecnología y escala	Recursos para inversiones 2015-2018
	<i>(Pesos/MWh)</i>
Unidades de turbina a gas con potencia (P) = 50 Mw (Chica)	15,8
Unidades de turbina a gas con potencia (P) > 50 Mw (Grande)	15,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) = 100 Mw (Chica)	15,8
Unidades de turbina a vapor con potencia (P) > 100 Mw (Grande)	15,8
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) = 150 Mw (Chica)	15,8
Unidades de ciclo combinado con potencia (P) > 150 Mw (Grande)	15,8
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) = 50 Mw (Renovable)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 50 Mw y 120 Mw (Chica)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw (Media)	6,3
Unidades hidroeléctricas con potencia (P) > 300 Mw (Grande)	6,3
Motores de combustión interna	15,8
Centrales eólicas	—
Centrales solares fotovoltaicas	—
Biomasa y biogás – residuos sólidos urbanos	—

(7) Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018

Consistía en el reconocimiento de una remuneración adicional a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018 equivalente al 50% de la remuneración adicional generadores directa. El plazo de reconocimiento de tal remuneración comenzará a partir del lanzamiento comercial de la unidad y por un plazo no mayor a diez años desde esa fecha.

Resolución N° 281-E/17: El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina

El 22 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución N° 281-E/17 (“Resolución N° 281”) para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (CAE privados entre generadores y Grandes Usuarios, autogeneradores, cogeneradores y comercializadores).

El objeto de la Resolución N° 281 es fomentar 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. Su objeto es proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

La Resolución N° 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 CAE privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los CAE suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales.

El Artículo 7 de la Resolución N° 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

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 N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad 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; y
5. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable (por ejemplo, en el marco de PPA en el ámbito privado) que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho de conformidad con el régimen instaurado por la Resolución N° 281.

Sólo por la expansión de los proyectos antedichos es preciso presentar una solicitud de prioridad de despacho ante CAMMESA que entonces evaluará las presentaciones a intervalos trimestrales y confeccionará un listado de prioridades de despacho otorgadas en puntos de interconexión o corredores de transmisión con restricciones sobre la capacidad de transmisión.

Evolución de la Oferta y la Demanda en la Estructura del Sector Energético Argentino

Características estructurales del Sector Energético

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del PBI, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece. Por ejemplo, el crecimiento histórico del consumo energético fue del 289% anual en los últimos 60 años, con una media del 2,9% anual desde el 2002, a pesar de que en el período entre 2002 y 2019 el crecimiento económico se elevó a una media del 3,73% anual.

El crecimiento del consumo energético en la última década es similar al promedio histórico dado que no fue impulsado por un gran crecimiento del consumo del sector industrial, sino preponderantemente de los sectores residencial y comercial como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente eléctrico.

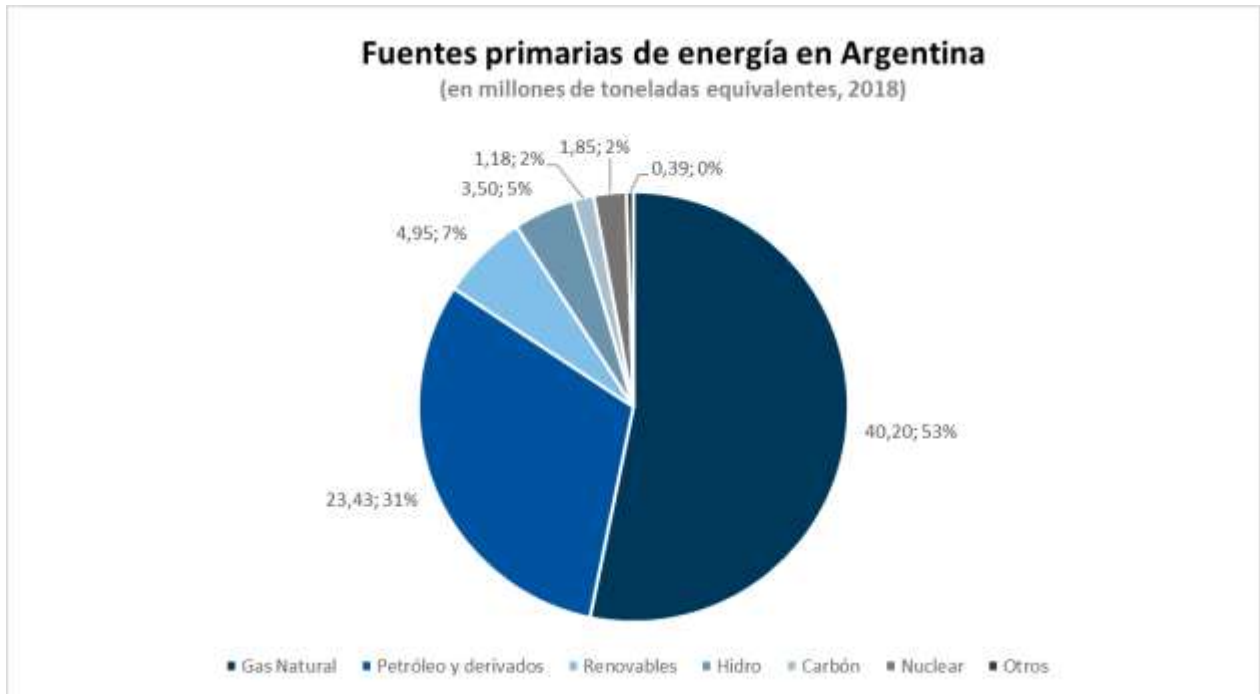
La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en las últimas dos décadas es menor a anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética o la necesidad de realizar importaciones energéticas si la oferta doméstica fuera insuficiente podrían incrementarse si el desarrollo industrial se ampliara en el futuro.

Las restricciones de abastecimiento de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de elevado crecimiento económico y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben principalmente a problemas relevantes en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento relevante de la demanda del segmento residencial y comercial en un contexto de poca actividad industrial con escasas nuevas expansiones de mayor capacidad productivas en grandes consumidores energéticos.

La estructura del consumo de energía eléctrica en Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos, cuyo consumo en 2019 fue de 61,06% aproximadamente. Este porcentaje ha disminuido ligeramente en los últimos cuatro años de 63,8% en 2018, 64,87% en 2017 y 65,96% en 2016.

Las grandes cantidades importadas de gas natural, gas natural licuado (GNL) y gas oil son para satisfacer la demanda. En 2019, dichas importaciones disminuyeron, principalmente debido a un incremento en la producción nacional de gas natural. Sin embargo, la demanda de gas natural se encuentra usualmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y el segmento de generación termoeléctrica. Bajo ciertas circunstancias, el gobierno argentino ha impuesto restricciones al consumo debido a la falta de suministro de gas suficiente para abastecer a otros segmentos que no poseen la capacidad de reemplazar al gas natural con otros combustibles (propano, butano y fuel, entre otros).

Si bien la estructura actual de consumo energético en Argentina presenta una importante dependencia de hidrocarburos, estamos ante una importante oportunidad de modernización y diversificación de la matriz energética argentina, mediante la penetración de la nueva capacidad de generación a partir de energías renovables, necesaria para cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Ley 27.191 del año 2015.



Fuente: Secretaría de Energía

Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura atípicamente sesgada hacia petróleo y gas, que es característica de los países con grandes reservas de hidrocarburos como aquellos ubicados en Medio Oriente, Rusia, países petroleros de África y Venezuela.
- el 53,24% del consumo de energía es dependiente del gas natural, con una penetración de consumo gasífero en el mercado de energía superior a la mayoría de los países de grandes producciones excedentes de gas natural.

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

Según informó CAMMESA, la capacidad instalada nominal en Argentina era de 39.704 MW al 31 de diciembre de 2019. No obstante, la capacidad disponible de generación operativa de energía eléctrica pudo estimarse en un momento en torno a 32.244 MW como promedio de 2019. La disponibilidad estimada por CAMMESA para unidades de generación térmica asciende a cerca del 80% debido a la insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar la eficiencia nominal y la falta de disponibilidad de varias unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento. Asimismo, la oferta de generación depende fuertemente del uso de combustible líquido que disminuye la disponibilidad de capacidad y asimismo existen ciertas restricciones de transmisión.

En las últimas décadas, los gobiernos argentinos (incluyendo administraciones de diferentes orientaciones ideológicas) han optado por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica. Uno de los principales motivos es que estas unidades requieren menor monto de inversión y menor plazo de incorporación, en comparación con otros tipos de unidades generadoras. La necesidad de más hidrocarburos para estas nuevas centrales no se entiende como una desventaja, dado que los combustibles requeridos siempre han sido producidos en Argentina y la producción siempre ha sido previsible y creciente. No obstante, la incorporación de generación termoeléctrica constante ha aumentado la demanda de combustibles fósiles de producción local, en

particular en base a gas natural, lo cual ha llevado a la existencia de escasez y a la imposición de ciertas restricciones en la provisión a generadores térmicos de combustibles producidos localmente.

Durante los años 90, los inversores privados han concentrado también sus inversiones en la generación termoeléctrica, casi sin excepciones. La crisis económica de 2002 aceleró aún más esta tendencia a invertir en centrales termoeléctricas dado su menor costo de puesta en operación. Tras la crisis del año 2002, las inversiones en el sector eléctrico continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la potencia instalada en base a la generación termoeléctrica, aunque sin satisfacer la creciente demanda. Las restricciones financieras del Estado argentino en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad de generación de Argentina.

Capacidad Nominal de Generación de Energía Eléctrica

La capacidad nominal de generación de energía se encuentra dominada por la generación de energía termoeléctrica. Una cantidad no menor de unidades generadoras de energía termoeléctrica exhibe una elevada indisponibilidad, en especial durante el período invernal, por las restricciones al suministro de combustible.

En el verano de 2018, el pico máximo de consumo se dio el 8 de febrero con 26.320 MW. En dicha fecha, la capacidad de generación disponible en Argentina era de 27.123 MW más una reducida reserva rotante (que consiste en una reserva de máquinas rotativas que pueden despachar 1.895 MW, de ser necesario).

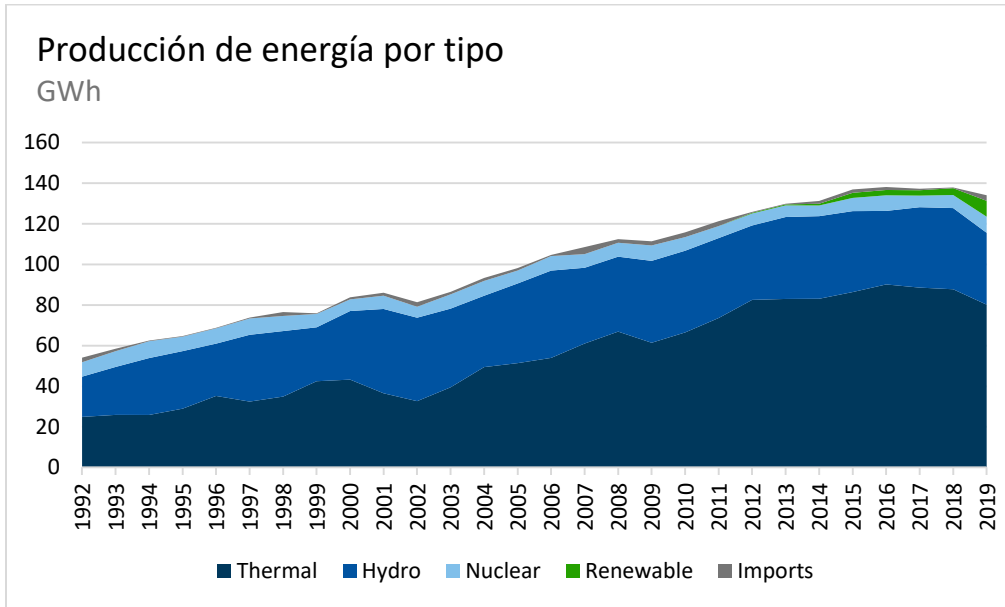
En Argentina existen tres centros de oferta de generación de energía eléctrica principales:

- Buenos Aires-GBA-Litoral
- Comahue
- NEA

En el pasado, la oferta y demanda de energía eléctrica estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presenta 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. El gobierno ha realizado cuantiosas 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 550 kV (que posiblemente no tengan un impacto económico inmediato, pero que sí tendrán efectos positivos en el sistema en el largo plazo) en las siguientes regiones:

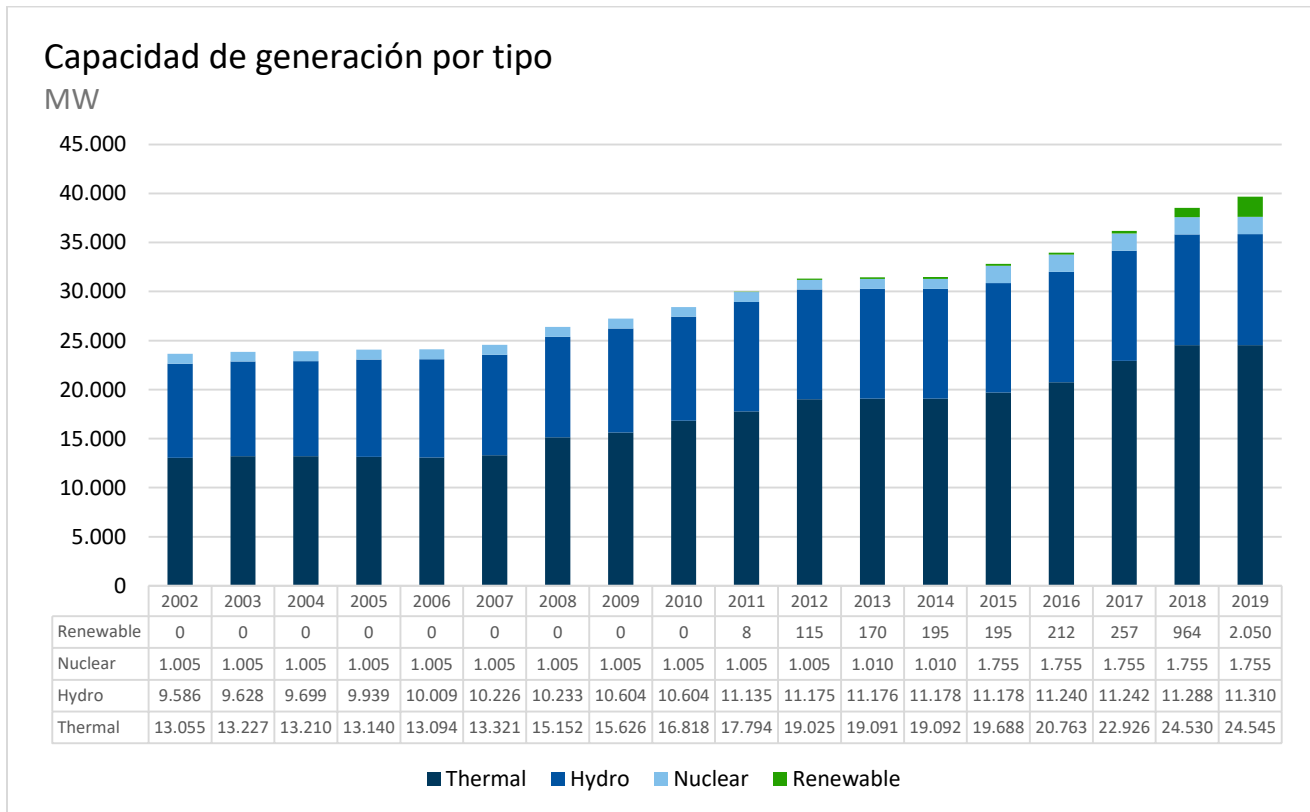
- NOA-NEA
- Comahue-Cuyo
- Sur de la Patagonia

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:



Fuente: CMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capacidad de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:

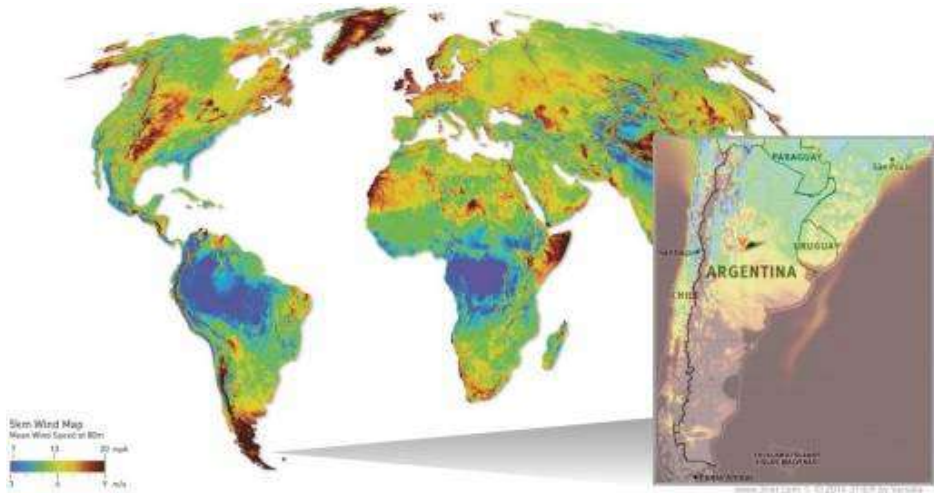


Fuente: CMMESA

Generación de energía renovable en Argentina

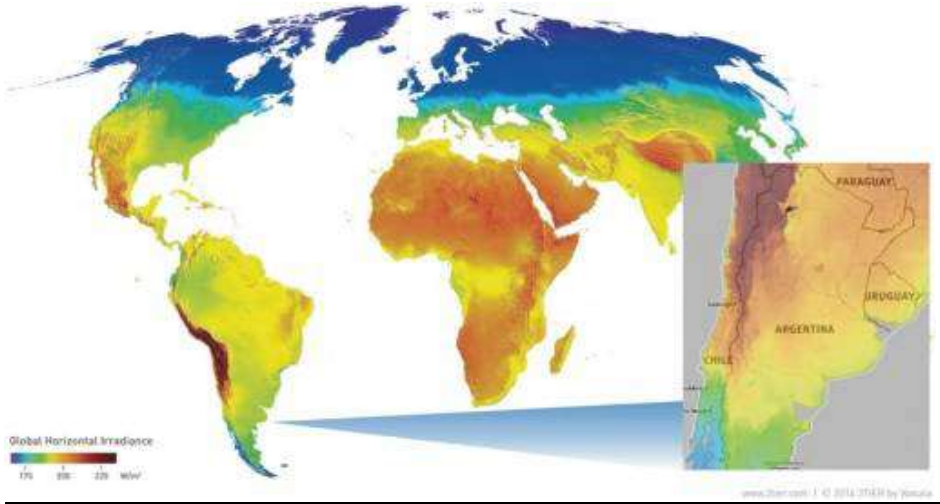
Ciertas regiones en Argentina, se benefician de los niveles de viento y sol que proporcionan un gran potencial para la generación de energías renovables. Los mapas que se ven a continuación muestran la velocidad media del viento a 80 metro de elevación y la radiación horizontal global media en Argentina, respectivamente.

Promedio de velocidad del viento



Fuente: Vaisala – 3Tier

Promedio global de radiación solar horizontal



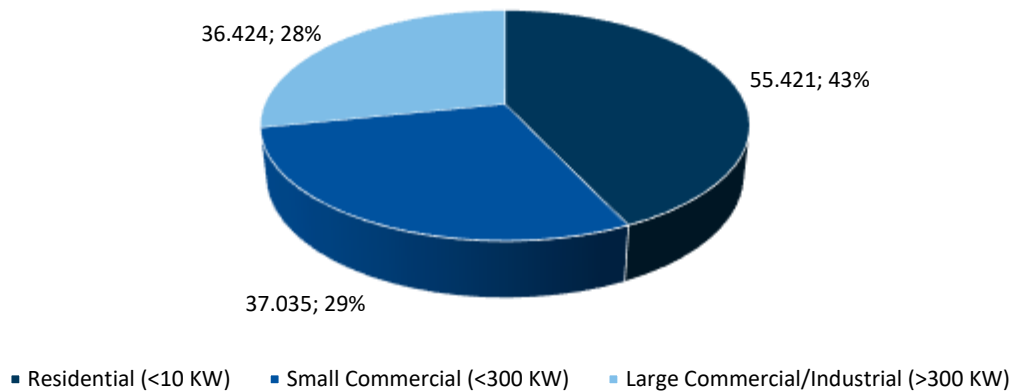
Fuente: Vaisala – 3Tier

Estructura de la demanda de energía eléctrica en Argentina

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas oportunamente en vigencia en Argentina, además de factores estacionales. En general, la demanda de energía eléctrica varía en función del rendimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas tienden a consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones para pagar sus correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado de ello, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas sobre inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas.

El siguiente gráfico muestra la demanda de energía eléctrica en el año 2019 según el tipo de consumidor:

Demanda eléctrica total, neta de pérdidas (GWh año 2019)

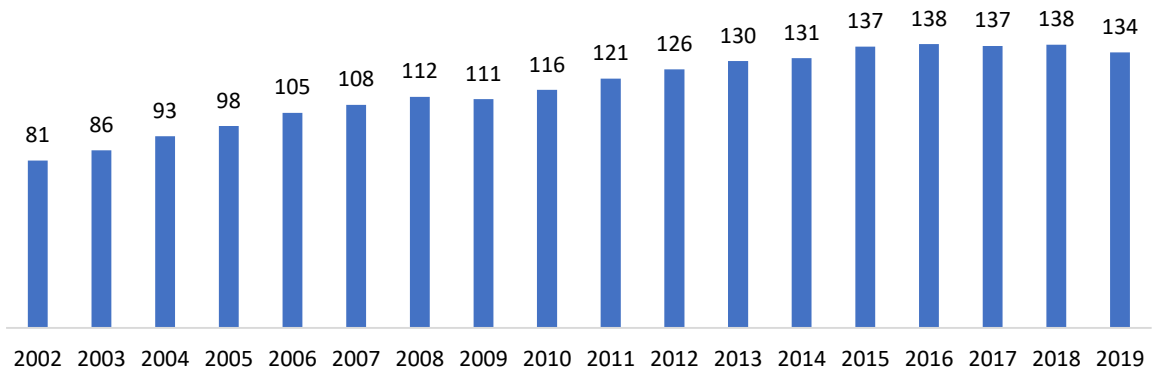


Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante los últimos años:

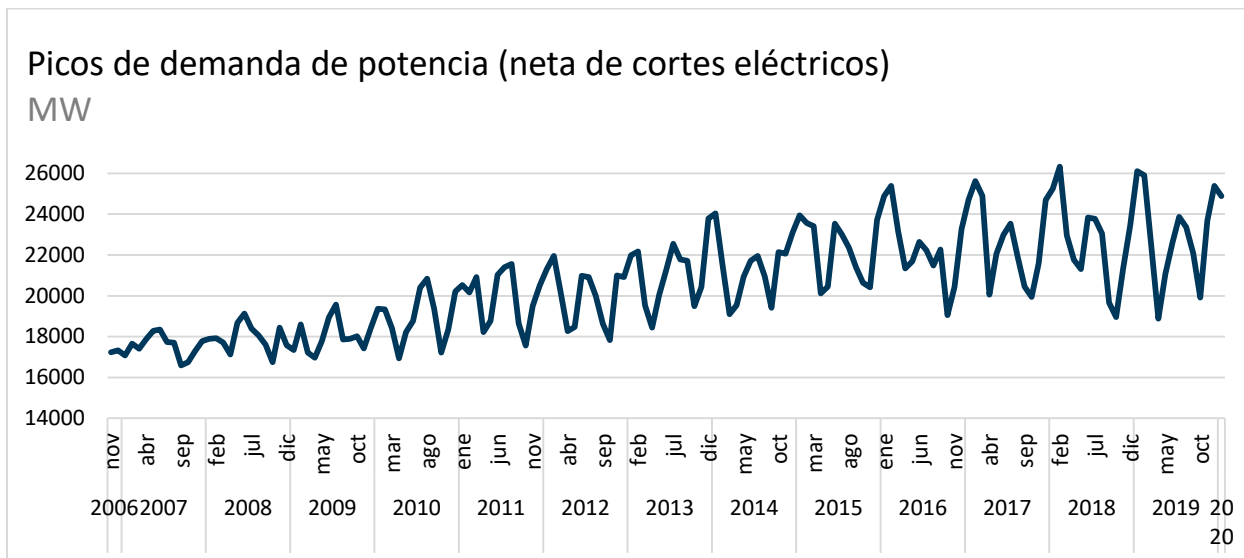
Demanda eléctrica interna

TWh



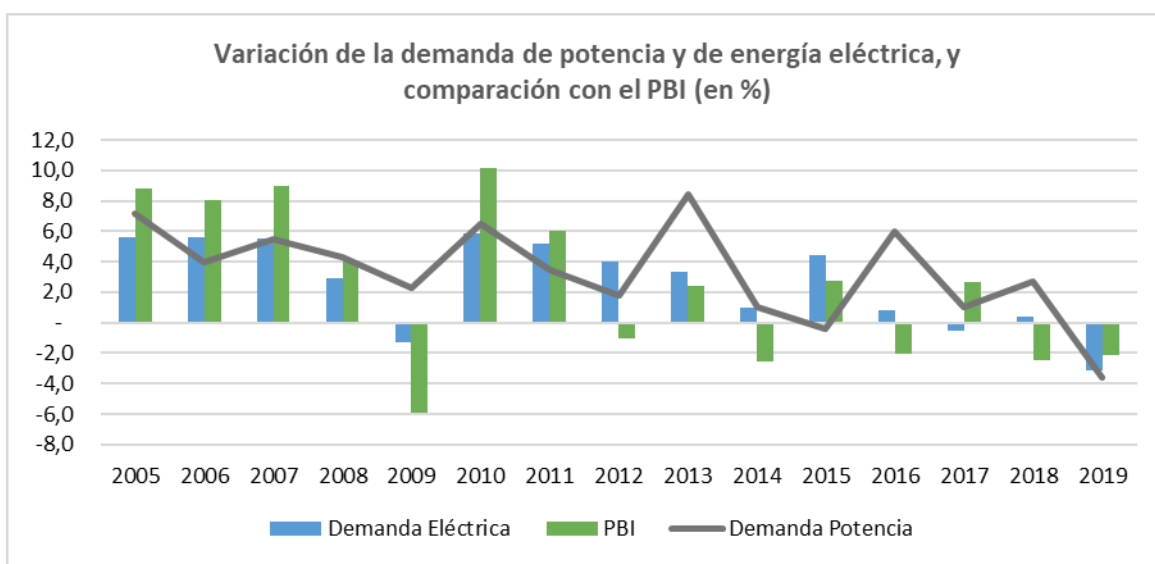
Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico ilustra la demanda de energía desde noviembre de 2006 hasta febrero de 2019:



Fuente: CAMMESA

La correlación entre la evolución del PBI y la demanda de energía eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que, ante una fuerte reducción del PBI, esta demanda cae relativamente poco. Asimismo, vale destacar que, en un contexto de bajo crecimiento económico, la demanda de energía eléctrica crece a tasas mayores que el PBI, conforme de demuestra a continuación:

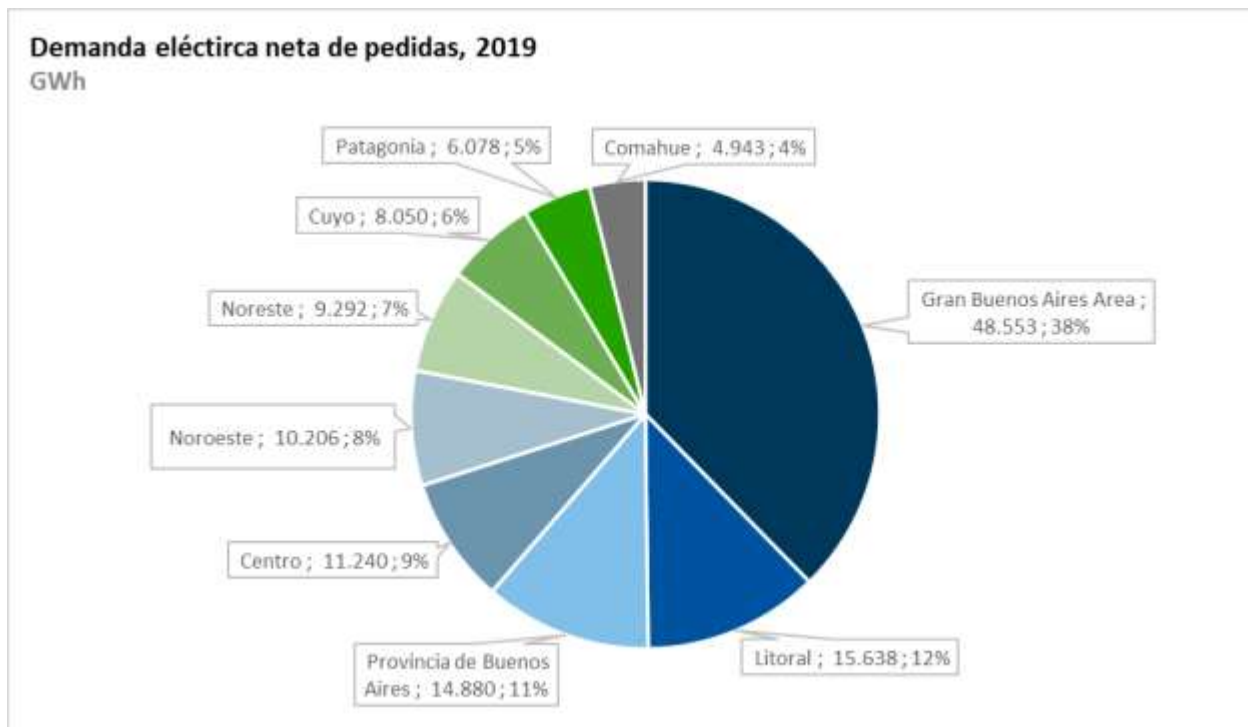


Fuente: CAMMESA, INDEC

CAMMESA divide a la Argentina 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 el conurbano, (ii) la Provincia de Buenos Aires, (iii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 61% de la demanda. No se verifican cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis.

El cuadro siguiente muestra la demanda de electricidad por región para 2019:



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 el clima y la cantidad de luz diurna, al uso de luminaria y 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.

La demanda de energía durante las horas de cada mes registró un crecimiento en 2006, lo que refleja el fuerte incremento de la actividad industrial y del consumo masivo en la economía. Dicha demanda decayó debido a las restricciones al consumo eléctrico industrial durante el invierno de 2007 y a la crisis internacional de fines de 2008 y principios de 2009. Sin embargo, dicho descenso en el consumo se revirtió entre mediados de 2011 y 2016 debido al crecimiento de la demanda. Entre 2016 y 2018, la demanda de energía eléctrica se mantuvo estable y luego disminuyó en 2019 debido a una caída generalizada de la actividad económica en Argentina.

Un análisis anual directo —a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para apreciar los cambios de tendencia inercial (la tendencia inercial es la tendencia subyacente que comprende algunos meses y, por lo tanto, permite una mayor detección de variaciones de estabilidad, aunque en forma más lenta)— muestra tasas de crecimiento de la demanda de energía durante 2010 y principios de 2011, con una abrupta desaceleración (incluidos valores negativos) en 2012, y, tras el invierno de 2012, un incremento de la demanda de energía en 2013. En diciembre de 2013 y enero de 2014 se registró un crecimiento exponencial de la demanda de usuarios residenciales y comerciales ante la ola de calor que afectó a la zona central de Argentina en esos meses. En diciembre de 2014, la tendencia creciente se revirtió con una fuerte caída de la demanda al normalizarse las temperaturas.

La demanda de energía eléctrica del sector residencial retomó su tendencia de alto crecimiento en 2015. En 2015, la demanda de los consumidores residenciales se incrementó un 4,5% pese a los moderados aumentos tarifarios que afectaron a una pequeña parte de los consumidores. Durante 2017, 2018 y 2019, la demanda residencial se redujo en 2,03%, aumentó en 1,99% y se redujo en 2,80%, respectivamente, en comparación con el mismo período del año anterior, en este último caso, debido a una caída del PBI del 2,20% en 2019.

Durante 2017, 2018 y 2019, la demanda total de electricidad de agentes del MEM decreció un 0,6%, aumentó un 0,40% y decreció un 3,1%, respectivamente, frente al mismo periodo el año anterior, mientras que el PBI creció 2,7% y se redujo 2,5% y 2,20%, respectivamente.

Además del crecimiento de la demanda de energía del período 2011-2016, el cual generó presión sobre el suministro de combustibles para el parque termoeléctrico, la demanda incide, asimismo, sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima de potencia durante las horas de la noche en invierno o durante las horas de la tarde en verano.

A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos de suministro en los segmentos residencial y comercial en 2013, hubo cortes programados en diciembre de ese año y en enero de 2014, tal como había sucedido en el invierno de 2010 y 2011 —sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno de 2007— que no fueron necesarios en 2012. Ni durante el verano ni durante el invierno de 2015 fue necesario aplicar restricciones a los consumidores industriales para satisfacer la demanda residencial de energía eléctrica, aunque sí se produjeron cortes forzados por los grandes problemas que afectan la distribución eléctrica. A pesar de esto, durante febrero de 2016, ciertas restricciones al consumo de electricidad por aproximadamente 1.000 MW fueron aplicadas por CMMESA y el Ministerio de Minas y Energía, por las temperaturas más altas del promedio registradas en febrero de 2016.

Durante enero y febrero de 2016 se verificaron sucesivos máximos de consumo de energía eléctrica para un día hábil, tras dos años sin que se lograra superar el récord previo del 23 de enero de 2014. El punto máximo de consumo de 25,380 MW se alcanzó el 12 de febrero de 2016, con restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata. El 8 de febrero de 2018 se alcanzó un nuevo pico de consumo de 26.320 MW, sin mayores restricciones en la demanda.

Además el 29 de enero de 2019, se alcanzó un nuevo record de consumo de energía de un total de 544,4 GWh consumida, pero sin restricciones a la demanda. El consumo récord de aproximadamente 525 GWh/día del 12 de febrero de 2016 se alcanzó con las citadas restricciones a la demanda, que no tuvieron una incidencia significativa sobre la demanda máxima teórica.

	Récords de consumo de potencia y energía				Variación (%)	Variación (MW)
	Récords anteriores		Nuevos récords			
	Pico de capacidad de potencia máxima (MW)					
Día hábil.....	24 feb 2017	25.628	8 feb 2018	26.320	2,7	692
Sábado.....	25 feb 2017	22.390	30 dic 2017	22.543	0,7	153
Domingo.....	Ene 2015	21.024	27 dic 2015	21.973	4,5	949
	Energía (GWh)				Variación (%)	Variación (GWh)
Día hábil.....	8 feb 2018	543,0	29 ene 2019	544,4	0,3	1,4
Sábado.....	18 ene 2014	477,9	30 dic 2017	478,4	0,1	0,5
Domingo.....	27 dic 2015	432,9	26 feb 2017	437,6	1,1	4,7

Fuente: CMMESA

El atendimento de la demanda de potencia máxima del 8 de febrero de 2018 fue cubierto con un suministro máximo de energía térmica de 17.023 MW, de energía hidroeléctrica de 8.335 MW, de energía nuclear de 912 MW, y de energías renovables de 50 MW.

Al igual que con el gas natural, la fuerte estacionalidad de la demanda eléctrica en Argentina —tanto de energía como de potencia— influye en las necesidades de inversión, que se dimensionan a efectos de atender los picos máximos de demanda invernal, lo que genera excedentes importantes en otras épocas del año que inciden sobre los menores costos y la competencia en dichos períodos. La demanda máxima de energía eléctrica se produce en horas de la noche durante el verano. En invierno, el pico de demanda se produce generalmente por la noche, como resultado del uso intensivo de calentadores eléctricos, que gozan de la preferencia de los consumidores debido a su costo diferencial y a su simplicidad cuando se los compara con los calentadores alimentados a gas natural.

Es importante destacar que no toda la capacidad de generación se encuentra efectivamente disponible en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, existe una capacidad efectiva de generación para atender la demanda. La capacidad efectiva disponible (que es la capacidad efectivamente disponible) es significativamente menor a la capacidad instalada nominal.

Pese a todos los esfuerzos realizados, parece poco probable que la totalidad de la capacidad nominal se encuentre disponible en cualquier momento dado. Por el contrario, el sector de generación de energía eléctrica anticipa y tiene en cuenta un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 20% y el 25%, aproximadamente.

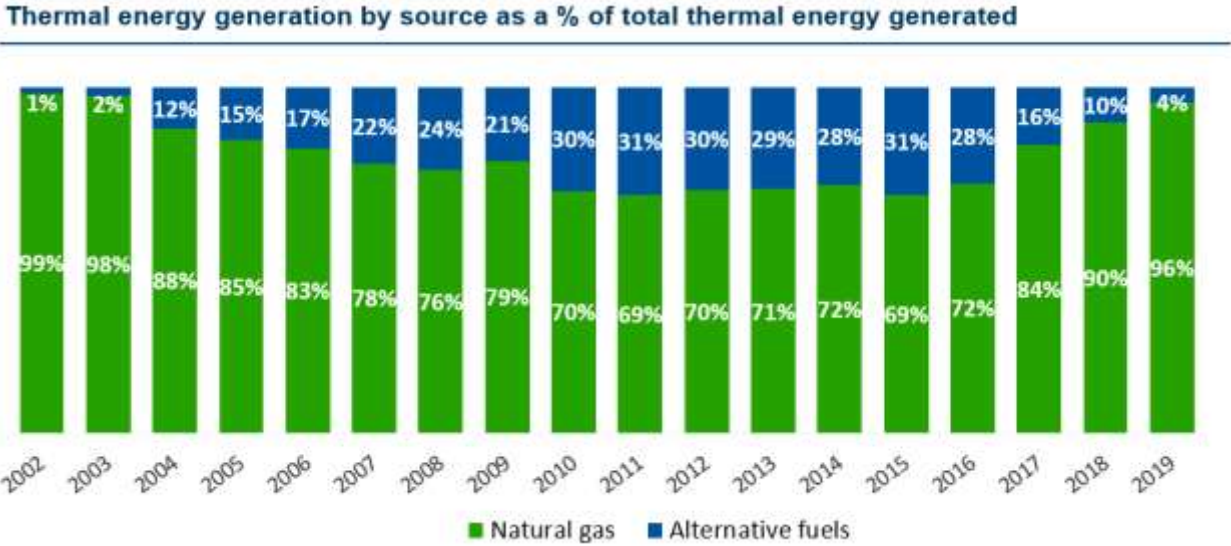
Esta variable crítica constituye un objetivo hacia el cual van dirigidos los esfuerzos de CMMESA y de los generadores por invertir en el buen mantenimiento de las unidades. Si bien el factor de indisponibilidad de largo plazo en el parque termoeléctrico argentino ha sido históricamente cercano al 30%, cayó por debajo del 20% durante un período a principios de los años 2000. En general, el

factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción del daño ocurrido en los turbo grupos de Yacyretá. Por su parte, el parque nuclear ha registrado índices de indisponibilidad histórica elevados debido a los mantenimientos periódicos a los que debe someterse a las unidades. En particular, la CN Embalse, desde el 1 de enero de 2016, estuvo dos años fuera de servicio. Adicionalmente, la CN Atucha II, la cual estuvo generando energía a modo de prueba desde 2015, recibió su habilitación comercial durante el primer semestre de 2016, incorporando al SADI una capacidad nominal adicional de 745 MW.

La generación de energía podría llegar a verse influenciada por la capacidad física y económica para abastecer de combustible a las centrales termoeléctricas. En los últimos años y hasta 2014, el precio de combustibles incrementó el costo de generación aunque la caída del petróleo y de los combustibles redujo este costo en 2015 y 2016 en forma notoria. La ausencia de producción local de gas natural conllevó un mayor uso de fueloil y gasoil en las centrales de generación con unidades TV y TG, además de importaciones de gas y GNL. La mayor parte de las unidades TV se alimenta a fueloil, y sólo la Central Térmica San Nicolás puede quemar carbón, además de fueloil o gas natural. Los grupos TG o TV que funcionan en ciclo combinado han sido incluidos en este rubro en tablas anteriores.

La disponibilidad de combustible constituye un factor que aumenta la indisponibilidad técnica. Los costos y la logística para importar y suministrar fueloil, gasoil y carbón en reemplazo de gas natural constituyen la clave de la disponibilidad futura de unidades térmicas, y seguirán siendo importantes si se mantienen las actuales condiciones internacionales. A partir de 2007, la limitada oferta de gas natural en invierno se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil, con precios récord en el primer semestre de 2008. Los precios de los combustibles líquidos se morigeraron en 2009 por la crisis internacional, seguido de incrementos entre 2010 y mediados de 2014. Luego, desde el tercer trimestre de 2014 año hasta el primer trimestre de 2016, los precios de los combustibles líquidos cayeron abruptamente, con incrementos moderados desde entonces (aunque aun así resultaron menores que en el primer semestre de 2014).

Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica de uso comercial



Fuente: CAMMESA, análisis de la Compañía

Tras el invierno de 2014, se produjo una fuerte caída de los precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación de energía termoeléctrica. Debido a la escasez de gas, se registró un incremento en el uso de combustibles alternativos destinados a la generación de energía eléctrica el cual, desde el año 2016, se ha revertido casi por completo, tal como se indica en el gráfico anterior, principalmente debido a la mayor producción de gas natural de yacimientos no convencionales. Se espera que este escenario de alta participación de la generación de energía termoeléctrica se acentúe en los próximos seis años al menos, como consecuencia de los 2,9 GW de nueva capacidad de generación eléctrica.

El precio de generación de CAMMESA constituye un precio efectivo sólo para algunos segmentos del mercado eléctrico, en especial al de los consumidores industriales, con excepción de aquellos que reciben el suministro para uso comercial de las distribuidoras eléctricas.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en la Sección “Términos y Condiciones de los Títulos” del presente, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en este Prospecto. Las palabras y expresiones utilizadas en el presente resumen tendrán el significado otorgado en la sección “Términos y Condiciones de los Títulos” del presente o en cualquier otra sección del presente Prospecto.

Emisora	Central Puerto S.A.
Monto Inicial del Programa	Hasta un monto total de US\$ 1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas) de valor nominal de Títulos en circulación.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV y sus renovaciones. Dentro de dicho plazo podrán emitirse Títulos con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Clases y/o Series	Los Títulos serán emitidos en Clases. Cada Clase podrá estar subdividida a su vez en una o más Series emitidas en distintas fechas. Dentro de cada Clase, la Emisora podrá emitir distintas Series de Obligaciones Negociables, sujeto a términos y condiciones idénticos a los de las demás Series de dicha Clase, salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas de circulación restringida, en su caso, y la fecha de pago de intereses inicial. La Emisora determinará los términos específicos de cada Clase y/o Serie en un Suplemento de Precio que suplementan estos términos y condiciones (los “Términos y Condiciones”). Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US\$ 1.000.000.000 o su equivalente en otras monedas.
Garantía	Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Factores de Riesgo	La inversión en los Títulos emitidos bajo el Programa involucra la asunción de determinados riesgos. Los principales factores de riesgo que pudieran afectar la capacidad de la Emisora se consideran bajo la sección “Factores de Riesgo” del presente.
Organizador	La Emisora podrá designar uno o más organizadores en relación con una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Fiduciario	De acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie, se podrá designar un fiduciario, <i>trustee</i> o figura similar que actuará en beneficio de los Tenedores de dicha Clase y/o Serie (los “Tenedores”), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o “ <i>indenture</i> ” respectivo.
Agente de Registro y/o de Pago	La Emisora podrá designar a un agente de registro y/o de pago de las Obligaciones Negociables de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio de la Clase y/o Serie respectiva.
Agentes Colocadores	La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores y subcolocadores de los Títulos que se emitan bajo una Clase y/o Serie bajo el Programa, los que podrán ser entidades locales o extranjeras, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Listado, Negociación y Oferta	De acuerdo con lo que resuelva la Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o

mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa podrá ser colocada utilizando el mecanismo de colocación que se determine en el Suplemento de Precio respectivo, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV y cualquier otra norma que las modifique o complemente.

Sistemas de compensación

Caja de Valores S.A. (“CVSA”) y/o Euroclear y/o Clearstream y/o Depository Trust Company y/o Luxemburgo y/o, con relación a cualquier Clase y/o Serie de Títulos, cualquier otra entidad reconocida por la CNV, según se especifique en el Suplemento de Precio respectivo.

Forma de los Títulos. Título Ejecutivo

Las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie podrán estar representadas por títulos nominativos no endosables cartulares, o ser emitidas en forma escritural, o en certificados globales, de acuerdo al artículo 31 de la Ley de Obligaciones Negociables (las “Obligaciones Negociables Nominativas”). Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural podrán ser depositadas y/o registradas en sistemas de depósito colectivo aceptados por la CNV. Véase “*Términos y Condiciones de los Títulos – Forma*” en el presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios (las “Obligaciones Negociables Provisorias”) canjeables por títulos definitivos globales o individuales (las “Obligaciones Negociables Definitivas”) en las denominaciones permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Precio aplicable.

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su decreto reglamentario N° 259/96, a las emisoras argentinas no se les permite la emisión de valores negociables al portador o transferibles mediante endoso. Sin embargo, de acuerdo a lo dispuesto por dicha normativa, en el caso de títulos valores representativos de deuda o asimilables a ellos, con oferta pública autorizada, se considerará cumplido el requisito de la nominatividad cuando se encuentren representados en certificados globales o parciales, inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros, reconocidos por la CNV, a cuyo fin se considerarán definitivos, negociables y divisibles. A través de las Normas de la CNV, CVSA, el Banco Euroclear, SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, The Depository Trust Company (DTC) y SEGA-Schweitzerische Effekten Giro A.G. - Swiss Securities Clearing Corporation, fueron autorizados como entidades de depósito colectivo a dichos fines. En tal sentido, mientras se encuentren vigentes dichas normativas, la Emisora sólo emitirá Títulos bajo el Programa en un todo de acuerdo con las mismas. Asimismo, la Emisora causará que los Títulos cumplan con el artículo 7 de la Ley de Obligaciones Negociables.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos representativos de las Obligaciones Negociables otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital e intereses impagos bajo los Títulos. De conformidad con lo previsto por el artículo 129 inciso (e) de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere. Por otra parte, se podrán expedir comprobantes de los valores representados en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en los mismos, a los efectos y con el alcance antes indicado. Los comprobantes podrán ser emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras.

Monedas	Los Títulos podrán estar denominados en Pesos, Dólares Estadounidenses y/o cualquier otra moneda, de conformidad con lo que se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, y sujeto al cumplimiento de todos los requerimientos legales. Los pagos con relación a los Títulos podrán, sujeto a dicho cumplimiento, ser efectuados en y/o vinculados a, cualquier moneda distinta a aquella en que se encuentren denominados los Títulos.
Rango de los Títulos	Los Títulos constituirán obligaciones negociables bajo la Ley de Obligaciones Negociables. Los Títulos podrán ser emitidos con carácter subordinado o no subordinado. Los Títulos no subordinados constituirán, sujeto a las leyes argentinas aplicables, obligaciones directas, generales e incondicionales de la Emisora, teniendo en todo momento el mismo grado de privilegio entre sí y al menos el mismo grado de privilegio que todas las demás obligaciones no garantizadas presentes o futuras de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Los Títulos subordinados serán emitidos bajo los términos y condiciones de subordinación que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.
Rango de la Garantía	En el caso en que las Obligaciones Negociables se encuentren garantizadas, el rango de la garantía se fijará en el Suplemento de Precio correspondiente a la Clase y/o Serie particular.
Precio de Emisión	Los Títulos podrán ser emitidos a cualquier precio e incluso a la par o con descuento, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.
Amortización	Los Títulos podrán ser amortizados en cualquier plazo no inferior al plazo mínimo ni superior al plazo máximo que establezcan las regulaciones de la CNV y/o cualquier otra normativa aplicable a la Emisora.
Rescate	Los Títulos podrán ser rescatados a la par o a cualquier otro Monto de Rescate (detallado en una fórmula, índice u otro) según se especifique en el Suplemento de Precio respectivo. Los Títulos podrán ser rescatados en dos o más cuotas en las fechas y forma especificadas en el Suplemento de Precio respectivo.
Rescate Opcional	Los Títulos podrán ser rescatados antes de su vencimiento estipulado a opción de la Emisora (en todo o en parte) y/o de los Tenedores de Títulos (si fuere el caso) según se indique en el Suplemento de Precio respectivo.
Rescate Parcial	Los Títulos podrán ser rescatados en forma parcial de acuerdo con lo previsto en la Subsección 7(c) (<i>Rescate y Compra - Rescate a opción de la Emisora</i>) de la Sección de Términos y Condiciones de los Títulos, a <i>pro rata</i> del importe del capital de las tenencias, sujeto al cumplimiento de las leyes aplicables y a los requerimientos del mercado en donde coticen los Títulos.
Rescate por razones impositivas	Con excepción de lo descripto en el párrafo “ <i>Rescate Opcional</i> ” precedente, el rescate anticipado sólo será permitido por razones impositivas, según se describe en la Subsección 7(b) (<i>Rescate y compra - Rescate por razones impositivas</i>) de la Sección Términos y Condiciones de los Títulos.
Intereses	Los Títulos podrán devengar intereses o no. Los intereses (si fuere el caso) podrán devengarse a una tasa fija o a tasa variable, o a una tasa ajustable en función de la evolución de activos financieros, acciones, opciones de cualquier tipo y naturaleza u otros activos, inversiones e índices, sujeto a lo que las normas aplicables permitan, de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio respectivo, y el método de cálculo de los intereses podrá variar entre la Fecha de Emisión y la Fecha de Vencimiento de las Clases respectivas.
Denominaciones	Los Títulos serán emitidos en las denominaciones que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo, sujeto al cumplimiento de todos los requerimientos legales y regulatorios.

Calificaciones	La Emisora ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio.
Compromisos	La Emisora ha asumido ciertos compromisos según se describe en la Subsección 5 (<i>Compromisos</i>) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto.
Incumplimiento de otras obligaciones	Los Títulos se encontrarán sujetos al cumplimiento de otras obligaciones por parte de la Emisora, según se describe en la Subsección 10 (<i>Supuestos de Incumplimiento</i>) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto.
Impuestos	Todos los pagos con relación a los Títulos se efectuarán libres de toda retención por impuestos u otros tributos, de Argentina, salvo que dicha retención sea requerida por ley. En tal caso, la Emisora deberá (de acuerdo a lo establecido en la Subsección 9 (<i>Impuesto – Montos Adicionales</i>) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto) pagar dichos montos adicionales de modo que los Tenedores de Títulos reciban los montos que correspondieran como si las referidas retenciones no hubieren sido realizadas.
Ley Aplicable	<p>La ley argentina resultará de exclusiva aplicación a las Obligaciones Negociables y a todas las obligaciones de la Emisora y los derechos de los tenedores en relación con cualquier emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa. En particular, la Ley de Obligaciones Negociables resultará aplicable con relación a los requisitos necesarios para que los Títulos califiquen como tales bajo dicha ley. Por su parte, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable -incluyendo pero no limitado a la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y a las Normas de la CNV- resultarán de aplicación con relación a la capacidad de la Emisora para emitir y colocar los Títulos, a los requisitos para que dichos títulos califiquen como Obligaciones Negociables, a las cuestiones relativas a la celebración de las asambleas de Tenedores y a la autorización para la oferta pública de los Títulos por parte de la CNV.</p> <p>Asimismo, los términos y condiciones de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán regirse por las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica o por la ley de cualquier otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (<i>indenture</i>) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate, con excepción de las cuestiones relacionadas con los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, así como aquellas cuestiones relacionadas con la autorización de oferta pública de las mismas y aquellas relativas a las asambleas, las cuales se registrarán por la legislación argentina.</p>
Jurisdicción	Según se indica en la Subsección 17(b) (<i>Ley aplicable y jurisdicción</i>) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto, sujeto a lo previsto en la Subsección 17(c) (<i>Ley aplicable y jurisdicción</i>), los tribunales de Argentina tendrán jurisdicción para dirimir cualquier controversia originada en, o con relación a, los Títulos. Sin perjuicio de ello, en virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales y según se indica en dicha Subsección 17(c), los Tenedores de Títulos podrán someter cualquier Controversia por ante el Tribunal de Arbitraje del MAE. Asimismo, las controversias que se originen con relación a las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables podrán supeditarse por la jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica u otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (<i>indenture</i>) que se celebre.
Restricciones a la Venta	Las restricciones a la venta de una determinada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, de existir, se especificarán en el Suplemento de Precio relativo a la Clase y/o Serie particular respecto de la cual existiera tal restricción.

TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS

El siguiente es el texto de los términos y condiciones generales de los Títulos que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Precio correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de los Títulos de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán estos términos y condiciones generales con respecto a los Títulos de la Clase y/o Serie en cuestión.

1. Introducción

- (a) **Programa:** la Emisora ha creado el Programa para la emisión de Títulos conforme la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias, por un valor nominal total máximo de US\$ 1.000.000.000 o su equivalente en otras monedas con o sin garantía según se indicare en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie particular.
- (b) **Clases y/o Series:** Los Títulos emitidos conforme al Programa serán emitidos en Clases y cada Clase podrá comprender una o más Series de Títulos. Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US\$ 1.000.000.000 o su equivalente en otras monedas. Cada Clase será objeto de un Suplemento de Precio que complementa estos Términos y Condiciones. Los términos y condiciones aplicables a una Clase y/o Serie de Títulos en particular son estos Términos y Condiciones con los complementarios y específicos introducidos por el Suplemento de Precio pertinente.
- (c) **Otros términos y condiciones:** El Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrá complementar los términos y condiciones incluidos en la presente Sección, o agregar nuevos términos y condiciones, los que resultarán aplicables a la Clase y/o Serie particular de que se trate. Cuando se modifique un elemento esencial del Programa, dicha modificación será efectuada a través de un prospecto que modifique el Prospecto del Programa, y con la conformidad unánime de los Tenedores de Títulos afectados.

2. Interpretación

Definiciones: En estos Términos y Condiciones las siguientes expresiones tienen los significados -tanto en singular como en plural- que se indican a continuación:

“**Agente de Cálculo**” significa cualquier Persona especificada en el Suplemento de Precio pertinente como la parte responsable de calcular la(s) Tasa(s) de Interés y el(los) Monto(s) de Interés y/o cualquier otro monto(s) que pueda consignarse en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Argentina**” significa la República Argentina.

“**Denominación Mínima**” tiene el significado que se le asigne en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Día Hábil**” significa un día en el que los bancos comerciales minoristas en Argentina y los mercados autorizados en donde coticen o se negocien los Títulos y, en su caso, el agente de registro, se encuentran abiertos al público.

“**Endeudamiento Relevante**” significa todo endeudamiento por dinero en préstamo o toda garantía directa o indirecta y toda obligación (contingente o de otro tipo) de la Emisora por la suma en total de US\$20.000.000 (Dólares estadounidenses veinte millones) o superior, con la salvedad de que el término “Endeudamiento Relevante” no incluirá el endeudamiento incurrido por la Emisora en el curso habitual de los negocios.

“**Fecha de Comienzo de Intereses**” significa la Fecha de Emisión de los Títulos o cualquier otra fecha indicada como la Fecha de Comienzo de Intereses en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Fecha de Emisión**” tiene el significado establecido en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Fecha de Pago de Intereses**” significa la fecha o las fechas especificadas en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Fecha de Rescate Opcional (Compra)**” tiene el significado que se le asigna en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Fecha de Vencimiento**” tiene el significado indicado en el Suplemento de Precio pertinente.

“**Ley de Obligaciones Negociables**” significa la ley Argentina N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias.

“**Monto de Rescate**” significa, según corresponda el Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas), el Monto de Rescate Opcional (Rescate a Opción de la Emisora), el Monto de Rescisión Anticipada o cualquier otro monto que revista el carácter de monto de rescate cuando así lo indique el Suplemento de Precio pertinente o se determine de conformidad con sus cláusulas.

“**Monto de Rescisión Anticipada**” significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto que pueda especificarse en estos Términos y Condiciones o en el Suplemento de Precio pertinente o determinarse conforme a ellos.

“**Monto de Intereses**” será, en relación con un Título y un Período de Intereses, el monto de intereses a pagar con respecto de dicho Título para dicho Período de Intereses.

“**Monto de Rescate Opcional**” significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto que pueda especificarse en el Suplemento de Precio pertinente o determinarse conforme a dicho documento.

“**Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas)**” significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto especificado en el Suplemento de Precio pertinente o determinado de conformidad con dicho documento.

“**Período de Intereses**” significa cada período comprendido entre la Fecha de Comienzo de Intereses (inclusive) o cualquier Fecha de Pago de Intereses y la Fecha de Pago de Intereses siguiente (exclusive).

“**Persona**” será una persona humana, empresa, sociedad anónima, sociedad de personas, *joint venture*, asociación, organización, estado o dependencia de un estado u otra entidad, ya sea que tengan o no personería jurídica independiente.

“**Tasa de Interés o Tasa de Interés del Título**” significa la tasa o las tasas (expresadas como un porcentaje anual) de intereses pagaderos con respecto a los Títulos que se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, calculada de acuerdo con lo previsto en estos Términos y Condiciones y/o en el Suplemento de Precio pertinente.

En estos Términos y Condiciones: (i) se considerará que toda referencia a capital incluye el Monto de Rescate, cualquier monto adicional que la Emisora deba pagar conforme a la Subsección 9 (Impuestos), cualquier prima pagadera en relación con un Título y cualquier otro monto en concepto de capital pagadero conforme a estos Términos y Condiciones; y (ii) toda referencia a intereses se considerará que incluye cualquier monto adicional con respecto a intereses que pueda resultar pagadero conforme a la Subsección 9 (Impuestos) y cualquier otro monto en concepto de intereses pagaderos conforme a estos Términos y Condiciones.

3. Forma, denominación mínima, rango, garantía y titularidad de las Obligaciones Negociables

(a) **Forma y denominación mínima:** Las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie podrán estar representadas por títulos nominativos no endosables cartulares o ser emitidas en forma escritural, de acuerdo al artículo 31 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural podrán ser depositadas y/o registradas en sistemas de depósito colectivo aceptados por la CNV. Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios canjeables por títulos definitivos globales o individuales en las denominaciones mínimas permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Precio aplicable. De conformidad con lo dispuesto por la Ley de Nominatividad de Títulos Valores N° 24.587 y sus modificatorias, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores privados al portador. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, la Emisora sólo emitirá Obligaciones Negociables en forma nominativa no endosable bajo el Programa.

Los Títulos tendrán las denominaciones mínimas especificadas en el Suplemento de Precio pertinente, de conformidad con la normativa aplicable. La tenencia de Títulos solamente podrá ser por el valor nominal total de la denominación mínima especificada en el Suplemento de Precio pertinente y en múltiplos enteros de dicha denominación en exceso de la misma.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, garantizadas o no, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio, y cumplirán con los requisitos establecidos por el artículo 7 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables podrán estar numeradas en forma correlativa, marcadas con letras o identificadas de otro modo conforme lo determinen los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora que firmen las Obligaciones Negociables.

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Incumplimiento y la exigibilidad de un pago bajo las Obligaciones Negociables conforme lo previsto más adelante en esta Sección (a) los Tenedores de Obligaciones Negociables representadas por Títulos Globales depositados y/o registrados en sistemas de depósito colectivo podrán solicitar la entrega de Obligaciones Negociables Definitivas contra presentación del comprobante de tenencia (con bloqueo de la cuenta), salvo que en el Suplemento de Precio respectivo se encuentre previsto de otra manera, en la sede de la Emisora previa cancelación de la cuenta respectiva y (b) los Tenedores de Obligaciones Negociables emitidas en forma escritural, podrán solicitar directamente al agente de registro el correspondiente

comprobante del saldo de cuenta previsto en el inciso e) del artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales (con bloqueo de la cuenta) a efectos de efectuar cualquier tipo de reclamo. En el supuesto del inciso (a), las Obligaciones Negociables Definitivas se encontrarán a disposición del peticionante en la sede social dentro de los siguientes treinta (30) Días Hábiles de la presentación del pedido.

Conforme a lo dispuesto por el artículo 129 “in fine” de la Ley de Mercado de Capitales, los certificados de tenencia podrán ser emitidos por la entidad que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales, o bien por la entidad administradora de sistemas de depósito colectivo que tenga participaciones en el certificado global inscripto en un sistema de depósito colectivo administrado por otra entidad.

Reemplazo de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables que fueran destruidas total o parcialmente, extraviadas o robadas serán reemplazadas contra entrega a la Emisora, si correspondiera, de las Obligaciones Negociables, o la entrega a la Emisora de prueba de la pérdida, robo o destrucción total a satisfacción de la Emisora. En el caso de una Obligación Negociable perdida, robada o destruida totalmente, podrá exigirse una indemnización a satisfacción de la Emisora, de corresponder, a costa del tenedor de dicha Obligación Negociable antes de emitirse una Obligación Negociable de reemplazo. Al emitirse una nueva Obligación Negociable, la Emisora podrá requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que pudiera ser fijada al respecto y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos de la Emisora, de corresponder, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

Conforme lo dispuesto en el art. 1852 y ss. del Código Civil y Comercial, en caso de deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de los títulos valores o de sus registros, el titular deberá denunciar el hecho a la Emisora mediante escritura pública o por nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control, una entidad en que se negocien los títulos valores o el BCRA, si es la propia Emisora. Deberá acompañar una suma suficiente, a criterio del Emisor, para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia, con el contenido de información que se detalla en los incisos a) a e) del artículo 1855 del Código Civil y Comercial. La Emisora deberá suspender los efectos de los títulos con respecto a terceros bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta (igual suspensión debe disponer, en caso de valores negociables ofertados públicamente, la entidad ante quien se presente la denuncia). Asimismo, deberá efectuar las publicaciones en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República Argentina, por un día, con las condiciones previstas en el Artículo 1857 del Código Civil y Comercial. Adicionalmente, la Emisora o la entidad que recibe la denuncia, estará obligado a comunicarla con la entidad en la que liste más cercana a su domicilio y, en su caso, a la Emisora en el mismo día de su recepción, y tratándose de títulos valores nominativos no endosables, dándose las condiciones previstas en el Artículo 1861 del Código Civil y Comercial, extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular.

Acción ejecutiva. De acuerdo con lo previsto por el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos representativos de las Obligaciones Negociables otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital e intereses impagos bajo los Títulos. De conformidad con lo previsto por el artículo 129 inciso (e) de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, o, en su caso, ante jurisdicción arbitral correspondiente a los mercados autorizados por esta CNV donde eventualmente listen y se negocien las Obligaciones Negociables (en ejercicio de la función atribuida a los mercados, conforme lo dispuesto por el art. 32, inciso f) de la Ley de Mercado de Capitales); o, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere. Por otra parte, se podrán expedir comprobantes de los valores representados en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en los mismos, a los efectos y con el alcance antes indicado. Los comprobantes podrán ser emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras.

(b) Rango de las Obligaciones Negociables: Los Títulos podrán ser emitidos con carácter subordinado o no subordinado. Los títulos constituirán obligaciones negociables bajo la Ley de Obligaciones Negociables. Los títulos no subordinados constituirán, sujeto a las leyes argentinas aplicables, obligaciones directas, generales e incondicionales de la Emisora, teniendo en todo momento el mismo grado de privilegio entre sí y al menos el mismo grado de privilegio que todas las demás obligaciones no garantizadas presentes o futuras de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Los títulos subordinados serán emitidos bajo los términos y condiciones de subordinación que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.

(c) Garantía de los Títulos: Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.

(d) Titularidad de las Obligaciones Negociables: La titularidad de las Obligaciones Negociables Nominativas se transferirá mediante la inscripción de dicha transferencia en el libro de registro (el “Registro”) que lleve la Emisora o el agente de registro designado por la Emisora para actuar como agente de registro para una Clase y/o Serie particular. La Emisora y aquella persona que

la Emisora pueda designar como agente de pago podrán considerar y tratar al Tenedor de cualquier Obligación Negociable, registrado de conformidad con las normas y procedimientos aplicables, como su titular absoluto.

Obligaciones Negociables Globales u Obligaciones Negociables Escriturales. En el supuesto que las Obligaciones Negociables se encontraran representadas en títulos globales o llevadas en forma escritural, las mismas podrán ser depositadas y/o registradas en la CVSA, Clearstream, Euroclear y The Depository Trust Company o cualquier otro sistema de depósito colectivo que la CNV oportunamente autorice, según lo determine el Suplemento de Precio aplicable.

Registro. La Emisora o cualquier entidad que éste designe a tal efecto, mantendrá el Registro con respecto a las Obligaciones Negociables de acuerdo con la normativa vigente aplicable. El Tenedor de una Obligación Negociable Nominativa significa la persona a cuyo nombre esa Obligación Negociable Nominativa aparece en un momento determinado inscrita en el Registro. En el caso que las Obligaciones Negociables estén representadas por títulos globales o sean emitidas en forma escritural, y las mismas sean depositadas y/o registradas en la CVSA, de conformidad al régimen de depósito colectivo establecido por la Ley de Depósito Colectivo N° 20.643 y el Reglamento Operativo de la CVSA, el Registro de dichas Obligaciones Negociables será llevado por dicha CVSA.

Transferencia de las Obligaciones Negociables Nominativas. Las Obligaciones Negociables Nominativas se transferirán mediante la entrega de la Obligación Negociable Nominativa correspondiente, en la oficina que establezca la Emisora bajo el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie particular y la inscripción prevista en el Registro que se llevará a tal efecto. Las Obligaciones Negociables Nominativas podrán transferirse únicamente en múltiplos integrales según las denominaciones mínimas autorizadas de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables. Cuando se encuentre inscrita en el Registro cualquier prenda, carga o gravamen con respecto a una Obligación Negociable Nominativa y dicha Obligación Negociable Nominativa se transfiera, dicha transferencia quedará sujeta a esa prenda, carga o gravamen (que permanecerá en el Registro respecto de dicha Obligación Negociable Nominativa), y figurará en el reverso de dicha Obligación Negociable Nominativa, salvo que, o hasta tanto, un tribunal competente o el beneficiario de dicha prenda, carga o gravamen instruya u ordene lo contrario.

En los casos en que las Obligaciones Negociables Nominativas estén representadas en Certificados Globales o sean llevadas en forma escritural y se encuentren depositadas y/o registradas en CVSA, Clearstream, Euroclear y The Depository Trust Company o cualquier otro sistema de depósito colectivo que la CNV oportunamente autorice y según se determine en el Suplemento de Precio, la transferencia de la titularidad de dichas Obligaciones Negociables se efectuará de conformidad con los procedimientos aplicables del sistema en el cual las Obligaciones Negociables se encuentren depositadas y/o registradas.

4. Colocación, Negociación y Oferta de las Obligaciones Negociables

La Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

5. Compromisos

Mientras exista algún Título sin amortizar:

La Emisora deberá cumplir los términos de los compromisos que se indican a continuación:

- (i) *Pago de capital e intereses:* La Emisora deberá pagar puntualmente a su vencimiento todo capital, interés o monto adicional relacionado con el capital, que deba pagarse en virtud de la Subsección 9 (Impuestos) sobre los Títulos de acuerdo con los Términos y Condiciones de los Títulos.
- (ii) *Mantenimiento de la personería jurídica; Bienes:* La Emisora deberá cumplir las siguientes obligaciones: (a) mantener en vigencia su personería jurídica y todas las inscripciones que sean necesarias a tal fin, realizar todos los actos que sean necesarios para mantener todos sus derechos, prerrogativas, bienes o licencias necesarias para el desarrollo normal de su actividad y (b) conservar todos los bienes que sean utilizados o útiles para realizar su actividad en buen estado de uso; quedando entendido que esta obligación no tendrá por efecto exigir que la Emisora mantenga dicho derecho, prerrogativa, titularidad sobre los bienes o licencia, si la Emisora determina de buena fe que su mantenimiento o conservación ya no resulta necesaria o conveniente para el desarrollo de la actividad de la Emisora.
- (iii) *Cumplimiento de la ley:* La Emisora cumplirá todas las leyes, normas, reglamentos, disposiciones y resoluciones de cualquier organismo gubernamental con autoridad sobre la misma o sobre su negocio.
- (iv) *Notificación de incumplimiento:* La Emisora notificará por escrito a los Tenedores de Títulos, inmediatamente después de que la Emisora tome conocimiento del acontecimiento y la continuación de cualquiera de las circunstancias previstas en la Subsección 10 (Supuestos de Incumplimiento), acompañando la notificación con una certificación de funcionario donde se indicarán en detalle dichas circunstancias y la medida que la Emisora se propone adoptar al respecto.

- (v) *Mantenimiento de libros y registros*: La Emisora llevará libros, cuentas y registros de acuerdo con las normas contables que le sean aplicables.
- (vi) *Estados Financieros y otra información contable y financiera*: La Emisora suministrará por los medios informativos habituales permitidos por la legislación aplicable la información contable y financiera requerida por las normas y regulaciones correspondientes.
- (vii) *Seguros*: La Emisora asegurará en compañías aseguradoras sólidas, responsables y de primera línea, los montos pertinentes, cubriendo los riesgos que normalmente cubren las compañías que desarrollan negocios similares y que son titulares y/u operan bienes similares a los que poseen y/u operan la Emisora en las mismas áreas en las que la Emisora posee y/u operan sus bienes.
- (viii) *Rango de las Obligaciones Negociables*: A menos que un Suplemento de Precio indicara que el pago de las Obligaciones Negociables queda subordinado al cumplimiento de otras obligaciones de la Emisora, la Emisora asegurará que las obligaciones a su cargo en virtud de los Títulos tengan el mismo grado de privilegio para el pago que todas las demás deudas, no garantizadas y no subordinadas, presentes o futuras, de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante.

6. Intereses

(a) Obligaciones Negociables a tasa fija

(i) *Aplicación*: La presente será aplicable a los Títulos sólo si en el Suplemento de Precio se establece la aplicabilidad de las presentes disposiciones para Títulos a Tasa Fija.

(ii) *Devengamiento de intereses*: Los Títulos devengan intereses a partir de la Fecha de Comienzo de Intereses a la Tasa de Interés, a pagarse en forma vencida en cada Fecha de Pago de Intereses. Cada Título dejará de devengar intereses a partir de la fecha en que el respectivo Tenedor de Títulos o su representante reciba todas las sumas adeudadas en concepto de dicho Título o de la fecha en la que cualquier agente de pago hubiere recibido todos los montos adeudados en virtud de los Títulos.

(b) Obligaciones Negociables a tasa variable o con interés sujeto a la evolución de un activo financiero

(i) *Aplicación*: La presente será aplicable a los Títulos sólo si en el Suplemento de Precio se establece la aplicabilidad de las presentes disposiciones para Títulos a tasa variable o para Títulos con interés sujeto a la evolución de un activo financiero.

(ii) *Devengamiento de intereses*: Los Títulos devengan intereses a partir de la Fecha de Comienzo de Intereses a la Tasa de Interés, a pagarse por período vencido en cada Fecha de Pago de Intereses. Cada Título dejará de devengar intereses a partir de la fecha en que el respectivo Tenedor de Títulos o su representante reciba todas las sumas adeudadas con respecto a dicho Título o la fecha en la que cualquier agente de pago hubiere recibido todos los montos adeudados en virtud de los Títulos.

(iii) *Interés sujeto a la Evolución de un Activo Financiero*: Si en el respectivo Suplemento de Precio se indica que son aplicables las presentes disposiciones para Títulos con interés sujeto a la evolución de un activo financiero, la(s) Tasa(s) de Interés aplicables a los Títulos para cada Período de Intereses se determinará(n) en la forma indicada en el respectivo Suplemento de Precio.

(iv) *Tasa de interés máxima o mínima*: Si en el respectivo Suplemento de Precio se indica cualquier tasa de interés máxima o mínima, dicha Tasa de Interés en ningún caso podrá ser mayor que el máximo o menor que el mínimo indicado.

(v) *Cálculo del monto de intereses*: El agente de cálculo, en su caso, tan pronto como sea posible a partir del momento en que deba determinarse la Tasa de Interés con relación a cada Período de Intereses, deberá calcular el Monto de Intereses a pagar con respecto a cada Título por dicho Período de Intereses. El Monto de Intereses se calculará aplicando la Tasa de Interés de dicho Período de Intereses al monto de capital pendiente de pago de dicho Título durante dicho Período de Intereses.

(vi) *Cálculo de otros montos*: Cuando el respectivo Suplemento de Precio indique que cualquier otro monto debe ser calculado por el agente de cálculo, el agente de cálculo, tan pronto como sea posible a partir del momento en que deba determinarse dicho monto, deberá calcular el monto respectivo. Dicho monto respectivo deberá ser calculado por el agente de cálculo en la forma que se indique en el respectivo Suplemento de Precio.

(vii) *Notificaciones, etc*: Toda notificación, dictamen, determinación, certificación, cálculo, tasación o decisión dada, expresada, realizada u obtenida por el agente de cálculo a los efectos de la presente Subsección, (salvo error manifiesto) obligará a la Emisora, a los agentes de pago y a los Tenedores de Títulos, quedando entendido que el agente de cálculo no incurrirá en responsabilidad alguna frente a dicha Persona con relación al ejercicio o falta de ejercicio por parte del agente de cálculo de sus facultades, deberes y discrecionalidad para dichos fines, salvo en caso de incumplimiento doloso. Toda notificación que deba hacer el agente de cálculo conforme lo aquí previsto será cumplida a través de su publicación en el Boletín del mercado autorizado correspondiente.

(c) Intereses punitivos

El Suplemento de Precio particular con relación a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa podrá determinar el pago de intereses punitivos a una tasa determinada a partir de la mora en el cumplimiento de las obligaciones de la Emisora, de acuerdo con lo con lo estipulado en un Suplemento de Precio particular.

7. Rescate y compra

- (a) *Cancelación de los Títulos:* Salvo que los Títulos se hayan rescatado, comprado o cancelado con anterioridad, los Títulos se pagarán en la Fecha de Vencimiento.
- (b) *Rescate por razones impositivas:* Los Títulos podrán rescatarse en forma total, pero no parcial, a opción de la Emisora en cualquier momento mediante notificación a los Tenedores de Títulos con una anticipación mínima de 30 días y máxima de 60 días (notificación que será irrevocable), a su Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas), junto con los intereses devengados (si los hubiera) hasta la fecha fijada para el rescate, si:
 - (i) la Emisora está o estuviera obligada a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en la Subsección 9 (Impuestos) como resultado de cualquier cambio o reforma de las leyes o reglamentos de la República Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de o dentro de la misma con facultades tributarias, o cualquier cambio en la aplicación o interpretación oficial de dichas leyes o reglamentos (inclusive cualquier fallo dictado por un tribunal competente), o cualquier cambio en virtud de cualquier dictamen u opinión de cualquier autoridad fiscal competente, cuando dicho cambio o reforma entre en vigencia o la Emisora considerase que dicho cambio o reforma entrará en vigencia, en o después de la fecha de emisión de una determinada Clase y/o Serie de Títulos; y
 - (ii) la Emisora no puede evitar incurrir en dicha obligación mediante la adopción razonable de medidas a su disposición,

La Emisora deberá poner a disposición de los Tenedores de Títulos un dictamen de asesores independientes de reconocido prestigio, expresando que la Emisora está o estará razonablemente obligada a pagar tales Montos Adicionales como resultado de dicho cambio o reforma.

- (c) *Rescate a opción de la Emisora:* Cuando se indique en el respectivo Suplemento de Precio la aplicabilidad de un Rescate Opcional, los Títulos podrán rescatarse a opción de la Emisora, a la par o por sobre la par, en todo o, si se indicara en el respectivo Suplemento de Precio, en parte, en cualquier Fecha de Rescate Opcional mediante el pago del Monto de Rescate Opcional, debiendo mediar notificación a los Tenedores de Títulos con una anticipación mínima de 30 días y máxima de 60 días, notificación que será irrevocable y obligará a la Emisora a rescatar los Títulos o, según sea el caso, los Títulos indicados en dicha notificación, en la respectiva Fecha de Rescate Opcional al Monto de Rescate Opcional, junto con los intereses devengados (si los hubieran) hasta dicha fecha.
- (d) *Rescate parcial:* Si los Títulos deben rescatarse sólo en parte en cualquier fecha según lo establecido en la Subsección 7(c) (Rescate a opción de la Emisora), los Títulos se rescatarán en forma proporcional a su capital, respetándose el principio de la igualdad de trato, quedando entendido no obstante que el valor de rescate de cada Título deberá ser igual a la Denominación Mínima de los mismos o un múltiplo entero de dicha denominación mínima, en todos los casos según lo establecido en todas las leyes y normas de cualquier bolsa en la que coticen los Títulos.
- (e) *Ninguna otra forma de rescate:* La Emisora no rescatará los Títulos de otro modo que no sea el establecido precedentemente en los incisos (b) y (c).
- (f) *Cancelación luego del rescate:* Todos los Títulos rescatados por la Emisora se cancelarán y no podrán ser reemitidos o revendidos.
- (g) *Compra:* La Emisora o cualquiera de sus respectivas subsidiarias podrá, en cualquier momento, comprar Títulos en el mercado abierto o de cualquier otro modo al precio que sea.

8. Pagos

- (a) *Capital:* Los pagos de capital se efectuarán en la Fecha de Vencimiento conforme se estipule en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa.
- (b) *Intereses:* Los pagos de intereses se efectuarán en la Fecha de Vencimiento conforme se estipule en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa.

- (c) *Fechas de Pago:* Si la Fecha de Vencimiento establecida para el pago de capital o de intereses recayera en un día que no fuera un Día Hábil, el pago será efectuado el primer Día Hábil siguiente, en cuyo caso no se generarán intereses durante el período comprendido entre la Fecha de Vencimiento y la fecha efectiva de pago.
- (d) *Domicilio y forma del Pago. Agente de pago:* Excepto que se establezca lo contrario en un Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie bajo el Programa, los pagos serán realizados por la Emisora en su domicilio, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, o en el domicilio que la Emisora designe en un Suplemento de Precio particular, o en el domicilio del agente de pago que designare la Emisora en relación con una Clase y/o Serie particular bajo el Programa. Los pagos podrán realizarse mediante cheque o transferencia cablegráfica o mediante acreditación de las sumas en las cuentas de los Tenedores, de acuerdo con lo que establezca sobre el particular el Suplemento de Precio respectivo.
- (e) *Procedimiento para el Pago:* En el caso en que la Emisora hubiere designado en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie bajo el Programa un agente de pago, éste efectuará el pago a los Tenedores, en el supuesto en que previamente la Emisora le hubiere provisto de los fondos suficientes a tales efectos, en la moneda de que se trate.
- (f) *Pagos sujetos a leyes tributarias:* Todos los pagos que deban efectuarse con respecto a los Títulos estarán sujetos en todos los casos a las leyes Argentinas, sin perjuicio de lo dispuesto en la Subsección 9 (Impuestos).
- (g) *Fecha de Registro:* Cada pago que deba realizarse con respecto a un Título se efectuará a la persona indicada como Tenedor en el Registro en el momento de la apertura de las operaciones en el domicilio del agente de registro, el Día Hábil inmediato anterior a la Fecha de Vencimiento de dicho pago (la “Fecha de Registro”). Los pagos finales de capital de cualquier Obligación Negociable emitida conforme al Programa se efectuarán contra la presentación y entrega de las Obligaciones Negociables Nominativas. En el caso de que se trate de Obligaciones Negociables registradas en sistemas de depósito colectivo, los pagos se realizarán conforme a los procedimientos aplicables al sistema de que se trate.

Pagos de Obligaciones Negociables en moneda extranjera: En el caso de que en cualquier fecha de pago respecto de las Obligaciones Negociables denominadas en una moneda que no fuera el peso, existieran restricciones o prohibiciones para acceder al mercado de cambios argentino, la Emisora pagará tanto el capital como los intereses de las Obligaciones Negociables, en la medida de lo permitido por la normativa aplicable, en la moneda extranjera en la que se hubieran emitido las Obligaciones Negociables, a través de la compra, con pesos, de bonos de la Argentina denominados en dicha moneda, y la transferencia y venta de dichos instrumentos fuera de la Argentina; o mediante cualquier otro procedimiento legal permitido por la ley en la Argentina para la compra de moneda extranjera y su transferencia al exterior, quedando todos los costos e impuestos en relación con estos procedimientos a cargo de la Emisora.

9. Impuestos - Montos Adicionales:

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Precio, todos los pagos de capital e intereses respecto de los Títulos se harán sin retenciones o deducciones por o a cuenta de cualesquiera impuestos, tasas, cargas, contribuciones, retenciones, transferencia de impuestos o fondos, gravámenes u otras cargas gubernamentales (incluyendo penalidades, intereses y otras obligaciones relacionadas a lo antedicho) de cualquier naturaleza, presentes o futuros, impuestas, gravadas, cobradas, retenidas o exigidas a nombre de la Argentina o cualquier autoridad en o de dicho país con poder para gravar impuestos o por cualquier organización de la cual la Argentina sea miembro en el presente o en el futuro (“Impuestos”), salvo que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o la aplicación o interpretación de la misma. En el caso de que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o por interpretación oficial o aplicación de la misma, la Emisora pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores de Títulos reciban los montos que habrían percibido de no haberse requerido tal retención o deducción (“Montos Adicionales”), con la salvedad que no deberán pagarse Montos Adicionales respecto de un inversor (o a un tercero en nombre de un inversor), (a) cuando dicho inversor sea responsable del pago de esos Impuestos en relación con sus Obligaciones Negociables en razón de mantener alguna conexión con Argentina, una jurisdicción provincial o local, o con la Emisora, distinta de la simple titularidad de esas Obligaciones Negociables o el recibo del pago pertinente respecto de las mismas (b) respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor por o a cuenta de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción no cooperadora (tal como dicho término sea definido bajo la ley de impuesto a las ganancias N° 20.628 (la “Ley de Impuesto a las Ganancias”) y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como “no cooperadora” o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro). Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Precio, la Emisora pagará todos los impuestos de sellos o demás impuestos documentarios u otras tasas de naturaleza similar, si hubiera, gravadas en la Argentina o en cualquier jurisdicción a través de la cual se realicen pagos bajo los Títulos. La Emisora también indemnizará a los tenedores de Títulos de y contra todo impuesto de sellos, a la emisión, registro, tasa de justicia u otros impuestos y tasas similares, incluidos los intereses y penalidades, pagados

por cualquiera de ellos en Argentina en relación con cualquier acción adoptada por el Fiduciario, si lo hubiere, o los Tenedores para exigir el cumplimiento de las obligaciones de la Emisora bajo dichos Títulos.

10. Supuestos de Incumplimiento

En el caso de que ocurra y subsista cualquiera de los siguientes acontecimientos:

- (a) *Falta de pago*: que la Emisora no pague cualquier monto de capital con respecto a los Títulos dentro de los treinta (30) días de la Fecha de Vencimiento para el pago del mismo, o no pague cualquier monto de intereses con respecto a los Títulos dentro de los treinta (30) días de la Fecha de Vencimiento del pago de los mismos, o
- (b) *Incumplimiento de otras obligaciones*: que la Emisora deje de cumplir o realizar cualquiera de las demás obligaciones a su cargo en virtud de los Títulos y dicho incumplimiento no sea subsanado dentro de los sesenta (60) días de recibir notificación escrita del hecho, dirigida por Tenedores que representen por lo menos el 25% del capital impago de las Obligaciones Negociables en cuestión en circulación; o
- (c) *Incumplimiento de otras deudas de la Emisora*:
 - (i) que la Emisora no pagara a su vencimiento, el capital, prima los gastos de precancelación (si correspondieran) o los intereses bajo cualquier Endeudamiento Relevante de la Emisora dentro de los sesenta (60) días posteriores a su vencimiento o (según sea el caso), dentro de cualquier plazo de gracia que se haya convenido inicialmente; el mayor entre ambos.
 - (ii) que la Emisora no pague dentro de los sesenta (60) días posteriores a la recepción de la correspondiente intimación de pago, cualquier monto que deba pagar en virtud de una garantía otorgada a un tercero por un Endeudamiento Relevante; o (según sea el caso), dentro de cualquier plazo de gracia que se haya convenido inicialmente; el mayor entre ambos.
- (d) *Falta de cumplimiento de una sentencia firme y consentida*: que se dicte una o más sentencias que se encuentren firmes y consentidas condenando a efectuar el pago a la Emisora por un monto superior a US\$20.000.000 (Dólares estadounidenses veinte millones), y continúe sin ser satisfecha o suspendida en sus efectos en el plazo de 60 días a partir de la fecha en la cual dicha sentencia fuere notificada a la Emisora; o
- (e) *Quiebra, etc.*: que la Emisora (a) presentaran una petición de quiebra o concurso conforme a cualquier ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, o (b) efectuara cualquier cesión general en beneficio de los acreedores; o
- (f) *Garantía no vigente*: que los Títulos sean indicados en el respectivo Suplemento de Precio como Títulos con garantía, y dicha garantía no se encuentre en plena vigencia.

En tal caso, y sin perjuicio de lo que oportunamente se especifique en los Suplementos de Precio correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, los Tenedores que totalicen al menos el veinticinco por ciento (25%) del capital impago de las Obligaciones Negociables en circulación emitidas bajo una Clase y/o Serie, mediante notificación escrita dirigida a la Emisora, podrán declarar las Obligaciones Negociables respectivas de plazo vencido y pagaderas de inmediato. En caso que hubiera ocurrido el supuesto de incumplimiento establecido en el inciso (e) precedente, las Obligaciones Negociables en circulación vencerán y serán pagaderas en forma inmediata. En dichos supuestos, las Obligaciones Negociables respectivas serán pagaderas de inmediato al Monto de Rescisión Anticipada, junto con los intereses devengados (si hubieran), sin necesidad de otro acto o formalidad alguna.

11. Prescripción

El derecho al pago de capital e intereses bajo las Obligaciones Negociables contra la Emisora prescribirá a los cinco (5) y dos (2) años respectivamente de la fecha a partir de la cual dicho capital o intereses hubieran debido ser pagados por la Emisora.

12. Agentes

Los agentes que la Emisora designe respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa actúan exclusivamente como representantes de la Emisora no asumiendo obligación alguna hacía, ni relación de representación o fideicomiso alguno con, Tenedor de Títulos alguno.

La Emisora se reserva en todo momento el derecho a variar o rescindir la designación de cualquier agente, y a designar agentes adicionales o sucesores; estableciéndose, sin embargo, que:

- (a) la Emisora deberá tener en todo momento un agente de registro; y

- (b) si se indicara un agente de cálculo en el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora deberá tener en todo momento un agente de cálculo; y
- (c) si y mientras los títulos se encuentren aceptados para su listado, comercialización y/o tasación por parte de cualquier autoridad competente, bolsa de valores y/o sistema de listado que requiera la designación de un agente de pago y/o un agente de transferencia en cualquier lugar en particular, la Emisora deberá tener un agente de pago y/o un agente de transferencia en el lugar exigido por dicha autoridad competente, bolsa de valores y/o sistema de listado.

Cualquier cambio de cualquiera de los agentes deberá notificarse de inmediato a los Tenedores de Títulos mediante publicación en el Boletín del mercado autorizado correspondiente.

13. Asambleas de Tenedores de Títulos; Decisiones de los Tenedores, Modificación y Dispensa

- (a) *Convocatoria:* Cualquier tema que deba ser tratado por los Tenedores deberá ser resuelto por una asamblea de Tenedores. Una asamblea puede ser y será convocada por la Emisora cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por Tenedores de Títulos que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de los Títulos de la Clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los cuarenta (40) días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión. Las asambleas serán convocadas con una anticipación no menor a 10 días y no mayor a 30 días contados a partir del vencimiento del plazo de 5 (cinco) días al que nos referimos seguidamente, mediante publicaciones en (i) el Boletín Oficial de la República Argentina y el Boletín del mercado autorizado correspondiente y (ii) uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina; durante 5 (cinco) días hábiles consecutivos. En las publicaciones deberá mencionarse la fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Cuando las Obligaciones Negociables sean listadas o se negociaren en otras bolsas y mercados, la Emisora publicará los avisos de convocatoria en el medio informativo que dicha bolsa o mercado pudiere tener.
- (b) *Constitución. Quórum:* La constitución de las asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de Tenedores de Títulos, por sí o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de los Títulos de la Clase en cuestión en circulación, y la constitución de las asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de Tenedores de Títulos que representen, por sí o por representación, por lo menos el 30% del monto total de capital de los Títulos de la Clase en cuestión en circulación. Las asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los 30 (treinta) días siguientes, y las publicaciones se harán por 3 (tres) días con 8 (ocho) de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. *Cuarto intermedio.* Las asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 (treinta) días siguientes. Sólo podrán participar en la segunda reunión los Tenedores de Títulos que hubieran efectuado la comunicación a la Emisora referida más arriba.
- (c) *Asambleas unánimes.* Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Títulos de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores.
- (d) *Lugar de deliberación.* Las asambleas se reunirán sólo en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para asistir a las asambleas los Tenedores de Títulos deberán, con no menos de 3 (tres) días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Emisora que asistirán a tal asamblea, adjuntando aquella documentación que acredite el derecho del Tenedor a asistir a la asamblea. Los Tenedores de Títulos no podrán disponer de los Títulos a los cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, hasta tanto la asamblea no hubiere sido celebrada o la comunicación relativa a tales Títulos cancelada. *Presidencia.* Las asambleas podrán ser presididas por una persona designada por escrito por la Emisora, que se encuentre debidamente apoderada por la Emisora pero, si dicha persona designada no asiste a la asamblea dentro de los 15 (quince) minutos de la hora establecida para la celebración de la misma, los Tenedores de Títulos presentes en la asamblea en cuestión elegirán entre los presentes en la misma. Si ninguna elección se efectuara en este sentido, la Emisora podrá designar una persona para que presida la asamblea. El presidente de una asamblea que se continúa luego de haber pasado a cuarto intermedio, puede no ser el mismo que aquél que presidió la asamblea inicialmente.
- (e) *Mayorías. Unanimidad para modificar condiciones esenciales de emisión.* Las resoluciones en cualquier asamblea serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que para poder modificar cualquier condición fundamental de los Títulos de la Clase en cuestión, se requerirá el voto afirmativo de Tenedores de Títulos que

representen la totalidad del monto de capital de los Títulos de dicha Clase en circulación. Es decir, la alteración de los términos y condiciones esenciales requiere la conformidad unánime de los Tenedores de Títulos afectados.

- (f) *Efectos de las decisiones asamblearias.* Todas las decisiones adoptadas por las asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los Tenedores de Títulos de la Clase en cuestión, independientemente de si se encontraban o no presentes en las asambleas en cuestión. Las decisiones así adoptadas serán instrumentadas mediante resoluciones escritas, las que serán válidas y con plenos efectos.
Los Títulos que hayan sido rescatados y/o adquiridos por la Emisora, mientras no sean transferidos a un tercero por la misma, no serán considerados en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas.
- (g) *Modificación para la corrección de errores:* Los Títulos, los presentes Términos y Condiciones y, en el caso de Títulos indicados en el respectivo Suplemento de Precio como Títulos con garantía, el respectivo contrato de garantía podrá modificarse sin el consentimiento de los Tenedores de Títulos para corregir errores manifiestos o formales, menores o técnicos, cuya corrección no cause un perjuicio significativo a los intereses de los Tenedores de Títulos.
- (h) *Otras modificaciones sin el consentimiento de los Tenedores:* Sin el voto o consentimiento de los Tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Emisora podrá modificar o reformar las Obligaciones Negociables con el objeto de:
- agregar compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones que sean en beneficio de los tenedores de dichas Obligaciones Negociables;
 - garantizar las Obligaciones Negociables de cualquier clase de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;
 - acreditar su sucesión en otra persona y la asunción por parte de dicho sucesor de sus compromisos y obligaciones en las Obligaciones Negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
 - cumplir cualquier requisito de la CNV; y
 - realizar toda otra modificación u otorgar alguna dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto, de los términos y condiciones de una clase de Obligaciones Negociables de forma tal que no afecte los derechos de los Tenedores de Obligaciones Negociables en cualquier aspecto sustancial.

14. Otras emisiones. Reapertura de una Clase de Obligaciones Negociables ya emitida bajo el Programa

La Emisora podrá oportunamente, sin el consentimiento de los Tenedores de Títulos de una determinada Clase y/o Serie ya emitida bajo el Programa, crear y emitir Obligaciones Negociables bajo otra Clase y/o Serie, las que podrán tener los mismos términos y condiciones de emisión que los Títulos emitidos respecto de una determinada Clase y/o Serie (con excepción del plazo).

A su vez, la Emisora podrá, con la previa autorización de la CNV, reabrir una determinada Clase de Obligaciones Negociables ya emitida bajo el Programa, ampliando el monto de emisión de dicha Clase, siéndole aplicables a las nuevas Obligaciones Negociables que se emitieran como resultado de la reapertura de la Clase términos idénticos a los de las demás Series de dicha clase. No obstante ello, ciertas condiciones de la emisión primaria original podrán ser modificadas, entre ellas, la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas de circulación restringida, en su caso, y la fecha de pago de intereses inicial. La Emisora determinará los términos específicos de cada Clase y/o Serie en un Suplemento de Precio de este Prospecto.

15. Notificaciones

Las notificaciones dirigidas a los Tenedores de Títulos serán válidas si se publican en el Boletín del mercado o entidad autorizada correspondiente. Asimismo, dichas notificaciones deberán ser publicadas en la Autopista de Información Financiera de la CNV (AIF). Los gastos de publicación de cualquier convocatoria correrán por cuenta de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar todas las publicaciones que requieran las normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior donde coticen y/o negocien los Títulos, si hubieran.

16. Redondeo

A los fines de cualquier cálculo referido en los presentes Términos y Condiciones todos los porcentajes que resulten de dichos cálculos se podrán redondear, de ser necesario, de acuerdo con lo que disponga el Suplemento de Precio particular correspondiente a una Clase.

17. Ley aplicable y jurisdicción

- (a) *Ley aplicable:* Salvo que se establezca lo contrario en un Suplemento de Precio, la ley argentina resultará de exclusiva aplicación a las Obligaciones Negociables y a todas las obligaciones de la Emisora y los derechos de los tenedores en relación con cualquier emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa. En particular, la Ley de Obligaciones Negociables resultará aplicable con relación a los requisitos necesarios para que los Títulos califiquen como tales bajo dicha ley. Por su parte, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable -incluyendo pero no limitado a la Ley de Mercado de Capitales y a las Normas de la CNV- resultarán de aplicación con relación a la capacidad de la Emisora para emitir y colocar los Títulos, las cuestiones relativas a la celebración de las asambleas de Tenedores de Títulos y a la autorización para la oferta pública de los Títulos por parte de la CNV.
- Asimismo, los términos y condiciones de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán regirse por las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica o por la ley de cualquier otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate, con excepción de las cuestiones relacionadas con los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, así como aquellas cuestiones relacionadas con la autorización de oferta pública de las mismas y aquellas relativas a las asambleas, las cuales se regirán por la legislación argentina.
- (b) *Tribunales:* Salvo que se establezca lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable a una Clase y/o Serie, y sujeto a lo previsto en la Subsección 17(c) (Derecho de los Tenedores de Títulos a iniciar acciones legales), los tribunales de Argentina tendrán jurisdicción exclusiva para dirimir cualquier controversia (una “Controversia”) originada en, o con relación a, los Títulos.
- (c) *Derecho de los Tenedores de Títulos a iniciar acciones legales:* Sin perjuicio de lo dispuesto precedentemente, en virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los Tenedores de Títulos podrán someter cualquier Controversia por ante el Tribunal de Arbitraje del MAE.
- (d) *Jurisdicción extranjera.* Las controversias que se originen con relación a las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables podrán supeditarse por la jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica u otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre.

FACTORES DE RIESGO

Se aconseja al inversor considerar cuidadosamente los factores de riesgo enumerados a continuación así como la restante información contenida en el presente Prospecto, junto con sus modificaciones y agregados, en oportunidad de tomar cualquier decisión referente a la inversión en las Obligaciones Negociables, a la Emisora y a la Argentina.

Cualquiera de los siguientes riesgos podría afectar negativamente la situación financiera o los resultados de las operaciones comerciales de la Emisora. En tal caso, el inversor podría perder toda o parte de su inversión original.

Riesgos relacionados con Argentina

Sustancialmente todos los ingresos de la Emisora son generados en Argentina y, por lo tanto, dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas de Argentina

Central Puerto es una sociedad anónima argentina. Todos los activos y las operaciones de la Emisora están ubicados en Argentina. Por ello, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas, regulatorias, sociales y políticas imperantes en Argentina, incluido el nivel de crecimiento, índices de inflación, tipos de cambio, tasas de interés y condiciones y sucesos internacionales que puedan afectar a Argentina. En el pasado, ciertos gobiernos incrementaron la intervención directa en la economía argentina, incluso la implementación de medidas de expropiación, controles de precios, controles de cambio y modificaciones en leyes y reglamentaciones que afectaban el comercio exterior y la inversión. Estas medidas tuvieron un efecto adverso sustancial sobre las entidades del sector privado, incluida la Emisora. Es posible que el gobierno actual o los gobiernos futuros de Argentina puedan tomar medidas similares o que los acontecimientos económicos, sociales y políticos en Argentina, respecto de los que la Emisora no tiene control alguno, pudieran tener un efecto adverso sustancial sobre la economía argentina y, a su vez, afectaran negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Véase "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera- Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora – Situación Económica de Argentina y el Impacto del COVID-19*".

La economía argentina todavía es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales y un índice de inflación estable y el nivel de empleo y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina se contrajo durante 2019, y continúa siendo vulnerable e inestable, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor desde diciembre de 2018 hasta diciembre de 2019 fue del 53,83%, y la inflación durante enero y febrero de 2020 fue del 2,3% y 2,0%, respectivamente;
- De acuerdo con la modificación en el cálculo del Producto Bruto Interno ("PBI") de 2004 publicado por el INDEC en el mes de marzo de 2017, que forma la base para el cálculo del PBI real de 2004 en adelante, el PBI disminuyó un 2,3% en 2016 (en comparación con 2015), y aumentó un 2,6% en 2015 en comparación con una disminución del 2,5% en 2014 y un crecimiento de 2,4% en 2013. De acuerdo con el INDEC, el PBI correspondiente a 2017 aumentó un 2,9%, mientras que el correspondiente a 2018 cayó un 2,5%. De acuerdo con datos preliminares publicados por el INDEC el 25 de marzo de 2020, el PBI correspondiente a 2019 cayó un 2,2%. El rendimiento del PBI de la Argentina ha dependido en gran medida de los altos precios de los productos básicos, que son volátiles a corto plazo y exceden el control del gobierno argentino y del sector privado;
- La deuda pública de Argentina como porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando un déficit fiscal;
- La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo baja;
- Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; según el INDEC, la tasa de desempleo durante el cuarto trimestre de 2019 fue de 8,9%; y

- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, la demanda de divisas podría crecer, generando un efecto de fuga de capitales como en los últimos años.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, su dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir su déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido a la severidad de la crisis actual.

Debido a la gran volatilidad del Peso Argentino, el gobierno argentino y el Banco Central implementaron diversas medidas para restablecer la confianza de los mercados y estabilizar el valor del Peso. Estas medidas incluyeron, entre otras, un acuerdo de préstamo standby (“Acuerdo Standby”) por U\$S 55.700 millones con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”), bajo el cual, a la fecha de este Prospecto, Argentina ha girado el equivalente a U\$S 44.000 millones, medidas tendientes a controlar la oferta de dinero durante 2018 y el primer semestre de 2019-que desde entonces se han flexibilizado-, un incremento en las tasas de interés de corto plazo y la venta de reservas de divisas por parte del Banco Central.

Asimismo, en septiembre de 2019, en vista de la inestabilidad económica y la gran devaluación registrada después de las elecciones primarias descriptas a continuación, el gobierno argentino y el Banco Central adoptaron una serie de medidas que restablecieron los controles cambiarios, aplicables al acceso al mercado de cambios por parte de residentes con fines de atesoramiento e inversiones en el exterior, pago de deuda financiera externa, pagos de dividendos en moneda extranjera al exterior, pagos de bienes y servicios en moneda extranjera, pagos de importaciones de bienes y servicios y la obligación de repatriar y liquidar en pesos las divisas resultantes de exportaciones de bienes y servicios, entre otras. El nuevo régimen cambiario también se hizo extensivo a otras operaciones financieras tales como derivados y operaciones vinculadas a títulos valores. A partir del cambio de gobierno, la nueva administración prorrogó la validez de dichas medidas, cuyo plazo de vigencia original vencía el 31 de diciembre de 2019, y estableció restricciones adicionales a través de la recientemente sancionada Ley de Solidaridad (tal como se define más adelante), que incluyó un nuevo impuesto sobre ciertas operaciones que involucren la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas y jurídicas de Argentina. Si bien el tipo de cambio oficial se ha estabilizado desde la adopción de los controles cambiarios, no es posible garantizar que el tipo de cambio oficial no sufrirá fluctuaciones importantes en el futuro. Tampoco existe certeza acerca de las futuras modificaciones que puedan introducirse a los controles cambiarios. Los controles cambiarios podrían afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora, así como su capacidad de hacer frente a sus obligaciones en moneda extranjera y llevar adelante sus planes de financiación.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como la Emisora, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Ciertos riesgos son inherentes a cualquier inversión en una compañía que opera en un país en vías de desarrollo con es el caso de Argentina

Argentina es un país en vías de desarrollo, y la inversión en países en vías de desarrollo en general conlleva riesgos. Entre estos riesgos se encuentran la inestabilidad política, social y económica, que pueden afectar los resultados económicos de Argentina y pueden darse como resultado de diversos factores, entre ellos los siguientes:

- altas tasas de interés;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- controles de cambio;
- controles de salarios y precios;
- cambios en la ejecución de contratos;

- regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- cambios en las políticas gubernamentales, económicas, administrativas o tributarias; y
- tensiones políticas y sociales.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales, podrían afectar negativamente los negocios de la Emisora, resultados de sus operaciones, su situación financiera, el valor de sus Obligaciones Negociables y la capacidad de la Emisora de cumplir con sus obligaciones financieras.

Los acontecimientos económicos y políticos de Argentina, así como las futuras políticas del gobierno argentino, podrían afectar a la economía y las operaciones del sector energético, incluyendo las operaciones de Central Puerto

Desde su asunción el 10 de diciembre de 2019, el gobierno de Fernández ha anunciado e implementado diversas reformas económicas y de política significativas (véase “*Información sobre la Emisora—Acontecimientos Políticos y Económicos Recientes en Argentina*”), incluyendo las relativas a las cuestiones de salud pública derivadas de la crisis por la pandemia del COVID-19 y su magnitud y duración, analizadas en otras secciones del presente, que resultan inciertas pero que podrían repercutir en las utilidades, el flujo de fondos y la situación financiera de la Emisora. A la fecha de este Prospecto, el impacto a largo plazo de estas medidas y las futuras medidas que pueda adoptar el actual gobierno en la economía de Argentina en su conjunto y en el sector energético en particular sigue siendo incierto.

A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir el impacto que estas medidas y cualquier futura medida tomada por el gobierno actual pudieran tener sobre la economía argentina en su totalidad y la industria de energía eléctrica en especial. En particular, la Emisora no tiene control sobre la implementación de las reformas al marco regulatorio que regula las operaciones de la Emisora y no puede garantizar que estas reformas sean implementadas o implementadas de un modo que beneficie sus negocios. Si estas medidas no logran cumplir con sus objetivos, ello podría afectar adversamente la economía argentina lo cual, a su vez, podría generar un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

De producirse una crisis económica, social o política, las compañías que operan en Argentina podrían enfrentar el riesgo de huelgas, expropiación, nacionalización, modificación compulsiva de contratos existentes y cambios en las políticas tributarias, entre ellos aumentos de impuestos y reclamos por impuestos retroactivos. Asimismo, los tribunales argentinos han modificado ciertas pautas relacionadas con cuestiones laborales, exigiendo a las empresas que asuman una mayor responsabilidad por los costos y riesgos asociados al personal subcontratado y al cálculo de salarios, indemnizaciones por despido y aportes previsionales. Dado que la Compañía opera en un contexto en el que las leyes y normas aplicables cambian con frecuencia, entre otros motivos, como resultado de los cambios en los gobiernos, es difícil predecir si la Emisora se verá afectada por dichos cambios, y de ser así, en qué medida lo estará.

Asimismo, no es posible garantizar que los futuros acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos de Argentina no vayan perjudicar los negocios, la situación financiera, o los resultados de las operaciones de la Emisora, o hacer que baje el valor de mercado de los títulos valores de la Emisora.

Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente

Históricamente, la inflación ha debilitado sustancialmente la economía argentina y la capacidad del gobierno argentino de generar condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, Argentina ha tenido altos índices de inflación. Ver “-Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga del valor de mercado de las Obligaciones Negociables”, más abajo.

Durante 2016, el índice de inflación de la Ciudad de Buenos Aires medido por el IPC fue de 41,05%. Durante 2017, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC fue del 24,8%. El IPC para 2018 fue del 47,64%, y del 53,83% en 2019. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido el congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados. Estos programas no trataron las causas estructurales de la inflación y en general no lograron reducirla.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales.

La inflación continúa siendo un desafío para Argentina, dada la naturaleza constante de los últimos años. La inflación en Argentina ha contribuido a un aumento significativo de los costos operativos, en particular los costos laborales, y ha impactado en forma negativa en la situación financiera patrimonial de la Emisora.

El índice de inflación podría escalar en el futuro, y existe incertidumbre respecto de los efectos que pudieran tener las medidas adoptadas o que pudiera adoptar el gobierno argentino en el futuro para controlar la inflación. A la fecha de este Prospecto, debido a que las ventas de la Compañía bajo el programa Energía Base están denominadas en pesos argentinos, todo aumento de la tasa de inflación que no esté acompañado de un incremento correspondiente en sus tarifas, o una demora en dicho aumento tarifario, disminuiría los ingresos de la Emisora en términos reales y afectaría negativamente los resultados de sus operaciones. Véase *“La intervención del gobierno puede afectar adversamente la economía argentina y, como resultado de ello, los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora”*. Una mayor inflación podría afectar adversamente la economía argentina, lo cual, a su vez, podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Véase *“Resultados de las Operaciones—Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Inflación”*.

Al 1 de julio de 2018, el Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas.

De acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 29, Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias (“NIC 29”), los estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria deben ser ajustados para reflejar los efectos de las variaciones de un índice general de precios. La NIC 29 no establece cuándo surge la hiperinflación, y el *International Accounting Standards Board* (“IASB”) no identifica jurisdicciones hiperinflacionarias específicas. Sin embargo, la NIC 29 brinda una serie de pautas no exclusivas que consisten en (i) analizar la conducta de la población, precios, tasas de interés y salarios antes de la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como característica cuantitativa, verificar si el índice de inflación acumulado a tres años se aproxima al 100% o lo supera. En junio de 2018, el Grupo de Tareas de Prácticas Internacionales del Centro de Calidad de Auditoría (*International Practices Task Force*, “IPTF”), que monitorea a los países que experimentan alta inflación, clasificó a Argentina como un país con un índice de inflación acumulado proyectado a tres años mayor al 100%. Asimismo, también se identificaron ciertos factores macroeconómicos cualitativos previstos en la NIC 29. Por lo tanto, las sociedades argentinas que aplican las NIIF, tales como la Emisora, deben aplicar la NIC 29 a sus estados financieros para los períodos finalizados a partir del 1 de julio de 2018.

El ajuste por inflación, incluyendo la indexación impositiva, tal como el exigido por la NIC 29, había sido originalmente prohibido en virtud de la Ley N° 23.928 (la “Ley 23.928”). Asimismo, el Decreto N° 664/03, dictado por el gobierno argentino, instruyó a las autoridades regulatorias tales como la CNV a aceptar únicamente estados financieros reportados en moneda constante. Sin embargo, el 4 de diciembre de 2018, la Ley 27.468 (“Ley 27.468”) derogó el Decreto N° 664/03 y modificó la Ley 23.928 indicando que la prohibición de realizar ajuste por inflación deja de ser aplicable a los estados financieros presentados con fines regulatorios. Ciertas autoridades regulatorias, como la CNV, actualmente exigen que los estados financieros para períodos finalizados a partir del 31 de diciembre de 2018 sean ajustados por inflación de acuerdo con la NIC 29. En consecuencia, los estados financieros consolidados auditados de la Emisora incluidos en este Prospecto, entre ellas las cifras de períodos anteriores (hecho éste que no afecta las decisiones adoptadas respecto de la información financiera para tales períodos) y, salvo indicación en contrario, la información financiera incluida en otras secciones de este Prospecto, fueron reexpresadas a los fines de considerar las variaciones en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Emisora (el peso argentino) de acuerdo con la NIC 29 y la Resolución General N° 777/2018 de la CNV.

En consecuencia, la Emisora ha reconocido una pérdida por el efecto del ajuste por inflación de Ps. 2.432 millones, Ps. 6.209 millones y Ps. 234 millones en sus estados financieros para los ejercicios 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Véase la Nota 2.1.2 a los estados financieros de la Emisora.

La Ley 27.468 también sustituyó al índice de precios mayoristas (“IPM”) por el IPC como el índice para comparar la indexación impositiva, y modificó los estándares para la aplicación del procedimiento de indexación impositiva. Asimismo, la Ley 27.468 establece que durante los tres primeros años a partir del 1 de enero de 2018, deberá realizarse la indexación impositiva si la variación del IPC supera un 55% en 2018, 30% en 2019 y 15% en 2020. El 23 de diciembre de 2019, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.541, denominada Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (la “Ley de Solidaridad”) que, entre otras medidas, modificó los plazos para imputar la indexación impositiva. De acuerdo con la Ley de Solidaridad, el resultado positivo o negativo generado por la aplicación del ajuste por inflación correspondiente al primer y segundo ejercicio económico a partir del 1 de enero de 2019, será imputado de la siguiente forma: un sexto (1/6) en ese mismo ejercicio, y los cinco sextos (5/6) restantes en partes iguales en los cinco ejercicios económicos subsiguientes. Para 2019, la Emisora registró una pérdida neta de Ps. 426 millones en el rubro impuesto a las ganancias de su estado de resultados por aplicación de la indexación impositiva antes mencionada.

No es posible predecir cuál será el impacto total que las modificaciones en la aplicación del procedimiento de indexación impositiva y los ajustes asociados puedan tener en los estados financieros de la Emisora, ni los efectos que dichas modificaciones puedan generar en la alícuota impositiva efectiva o en los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación del valor de mercado de las Obligaciones Negociables

Entre 2007 y 2015, el INDEC, el organismo estadístico principal del gobierno argentino, fue objeto de reformas institucionales y metodológicas que generaron controversias respecto de la confiabilidad de la información que producía. Los informes publicados por el FMI han indicado que su personal utilizaba mediciones alternativas para estimar la inflación para control macroeconómico, incluidos datos generados por fuentes privadas, que han arrojado índices de inflación considerablemente mayores a aquellos publicados por el INDEC entre 2007 y 2015. El FMI también emitió una declaración de censura contra Argentina por no lograr un progreso suficiente, de acuerdo con lo establecido en el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas correctivas para mejorar la calidad de los datos oficiales, incluso los datos sobre inflación y PBI.

El 8 de enero de 2016, sobre la base de la determinación de que el INDEC no había generado información estadística confiable, en especial respecto del IPC, el PBI, los datos de comercio exterior y pobreza, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016, el cual no ha sido renovado. El INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos hasta haber finalizado el reordenamiento de la estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística suficiente y confiable. Durante los primeros seis meses de este período de reordenamiento, el INDEC publicó las cifras oficiales del IPC publicadas por la Provincia de San Luis y la Ciudad de Buenos Aires, para referencia. El 29 de junio de 2016, el INDEC publicó un informe que incluía datos del PBI ajustado para los años 2004 a 2014. Entre otros ajustes, para calcular el PBI correspondiente a 2004, el INDEC introdujo algunos cambios en la composición del PBI que ocasionaron un ajuste a la baja de aproximadamente el 12,00% para ese año. Para calcular el PBI real para años posteriores sobre la base del PBI ajustado de 2004, el INDEC utilizó deflatores de conformidad con su nueva metodología de cálculo de la inflación. Al subestimar la inflación en años anteriores, el INDEC sobreestimó el crecimiento en términos reales. Como consecuencia de los ajustes efectuados por el INDEC, se determinó que el crecimiento del PBI real para el período 2004-2015 fue del 44,8%, frente a una tasa de crecimiento del 63,00% en términos reales para el mismo período, producto de la información utilizada antes del 29 de junio de 2016.

Luego de la publicación de los datos ajustados y un nuevo índice de inflación, el 9 de noviembre de 2016, el FMI levantó la declaración de censura contra Argentina, indicado que el país había reanudado la publicación de información en forma acorde con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI.

Las reformas del gobierno argentino buscan generar datos oficiales que cumplan con los estándares internacionales. Sin embargo, para que las reformas sean eficaces, los datos deberán obtenerse en forma oportuna y deberán tomarse otras medidas que exceden el control del gobierno argentino. Si estas reformas no pueden implementarse con éxito, esto podría afectar adversamente la economía argentina, en particular debilitarán la confianza de los consumidores e inversores. Los datos pasados o futuros del INDEC podrán ser sujetos a una revisión sustancial y revelar una situación financiera o económica diferente en Argentina, lo que podría afectar la percepción de los inversores sobre la Argentina, incluyendo el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Adicionalmente, el fracaso o la demora en la implementación de los cambios esperados podrían afectar otras medidas tomadas por el Banco Central para combatir la inflación. Esto, a su vez, podría tener un impacto negativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Emisora para acceder a los mercados de capitales internacionales para financiar las operaciones y el crecimiento, afectando adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

El 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 31/20, que reemplaza el marco regulatorio del programa Energía Base con efectos a partir del 1 de febrero de 2020. Esta Resolución establece que los precios se fijan en pesos argentinos, ajustándose mensualmente de acuerdo con la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPM. Sin embargo, el 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía habría aparentemente ordenado a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI de la Resolución 31/20, relacionado con el mecanismo de ajuste de precios descrito en “*Reseña--El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual (“Anexo VI”)*”. En consecuencia, CAMMESA no aplicó el mecanismo de actualización de precios para los pagos mensuales de marzo de 2020 en el marco del programa Energía Base. La Emisora está evaluando los efectos que podrían producirse como resultado de la falta de aplicación del citado Anexo VI, así como los pasos a seguir en este sentido.

Toda demora en la aplicación del mecanismo de actualización de precios antes descrito o deficiencias en la calidad de los datos oficiales de los índices IPC e IPM que subestimen significativamente la tasa real de inflación del país podrían implicar una reducción en los ingresos de la Emisora bajo el programa Energía Base, que podrían aumentar menos que sus costos, afectando así los resultados de sus operaciones.

Las grandes fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora

La depreciación del peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y también ha llevado a un alto nivel de inflación, a una reducción sustancial de los salarios en términos reales y ha puesto en peligro la estabilidad de las empresas, entre ellas la Emisora, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afecta adversamente la capacidad del gobierno nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, el peso se depreció más de un 30% respecto del dólar estadounidense en 2013 y 2014. En 2015, el Peso Argentino se depreció en aproximadamente un 52% respecto al Dólar Estadounidense, lo que incluye una depreciación del 10% desde el 1 de enero 2015 hasta el 30 de septiembre de 2015 y una depreciación del 38% durante el último trimestre del año, la cual se concentró principalmente en el período posterior al 16 de diciembre de 2015 una vez que el gobierno de Macri eliminó los controles de cambios. En 2016, 2017, 2018 y 2019, el Peso se depreció aproximadamente un 21,86%, 17,36%, 102,16%, y 58,86%, respectivamente, en cada caso con relación al Dólar Estadounidense. El peso se depreció aproximadamente 10,92% desde el 30 de diciembre de 2019 hasta el 24 de abril de 2020. El 24 de abril de 2020, el tipo de cambio era de Ps. 66,43 por U\$S 1,00, según lo informado por el Banco de la Nación Argentina para transferencias electrónicas (divisas).

Debido a la mayor volatilidad del peso argentino (véase “*Tipo de cambio y controles de cambio*”), el anterior gobierno argentino anunció diversas medidas destinadas a restablecer la confianza de los mercados y estabilizar el valor del peso argentino. Las medidas implementadas por el anterior gobierno incluyeron, entre otras, el Acuerdo con el FMI para 2018 (véase “*Información sobre la Emisora*”), el aumento de las tasas de interés y la venta de reservas en moneda extranjera del Banco Central. Más recientemente, en virtud del Acuerdo con el FMI para 2018, se estableció un nuevo régimen. Este régimen impone un estricto control de la base monetaria, en un intento por reducir la demanda de moneda extranjera. El 1 de octubre de 2018, el Banco Central introdujo una banda cambiaria. Se permitió que el tipo de cambio del peso/Dólar Estadounidense fluctuara entre Ps. 34,00 y Ps. 44,00 por U\$S 1,00 (rango que se ajustaba diariamente a una tasa anual del 3% hasta diciembre de 2018, y para el primer trimestre de 2019, se ajustaba diariamente a una tasa anual del 2%) sin la intervención del Banco Central. El 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del Banco Central (el “COPOM”) decidió introducir cambios en la política monetaria, con el fin de reducir la volatilidad del mercado cambiario. Después de los resultados de las elecciones primarias de agosto de 2019, el peso se devaluó casi el 30%, y la cotización de las acciones de las empresas se derrumbó un 38%. El riesgo país creció a uno de los mayores niveles de la historia argentina, ascendiendo a más de 2.000 puntos el 28 de agosto de 2019. Debido a los efectos antes mencionados, a fin de controlar la salida de divisas y restringir las fluctuaciones cambiarias, el Banco Central restableció los controles cambiarios en un intento por fortalecer el normal funcionamiento de la economía, promover una prudente administración del mercado de cambios, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros sobre la economía real.

Por otra parte, no es posible predecir si el gobierno argentino podrá cumplir con todos los términos del crédito del FMI para 2020. La capacidad del gobierno argentino de estabilizar el mercado cambiario, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos del Acuerdo con el FMI en 2020 resulta incierta. El entorno macroeconómico argentino en el que opera la Emisora se vio afectado por la depreciación antes mencionada, lo que tuvo efecto en la situación financiera y económica de la Emisora. Si el Peso se depreciara aun más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Asimismo, no es posible predecir si el gobierno argentino podrá cumplir con todos los términos del Acuerdo con el FMI para 2018. La capacidad del gobierno argentino de estabilizar el mercado de cambios, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos del Acuerdo con el FMI para 2018 es incierta.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La intervención del gobierno puede afectar adversamente la economía argentina y, como resultado de ello, los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora

Las administraciones previas incrementaron la intervención del estado en la economía, incluso a través de medidas de expropiación y estatización, controles de precios y controles de cambio generalizados.

En 2008, el gobierno nacional absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Por lo tanto, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades cuyas acciones cotizan en bolsa, fueron

transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad, o el “FGS” para que sean administrados por la Administración Nacional de la Seguridad Social o “ANSES”. La disolución del sistema privado de jubilaciones y pensiones y la transferencia de sus activos financieros al FGS han tenido importante repercusión en el financiamiento de empresas del sector privado. Los títulos accionarios y de deuda que antes podían colocarse con las administradoras de jubilaciones y pensiones ahora están sujetos a la discreción del ANSES. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, el ANSES tiene derecho a designar representantes del gobierno en el directorio de esas entidades. De acuerdo con el Decreto N° 1278/12, emitido por el Poder Ejecutivo el 25 de julio de 2012, los representantes del ANSES deberán informar directamente al Ministerio de Economía y estarán sujetos al sistema de información conforme al cual, entre otras obligaciones, los representantes deberán informar de inmediato al Ministerio de Economía el orden del día de cada reunión del directorio y proporcionar la documentación correspondiente.

En mayo de 2013, el Congreso de la Nación sancionó una ley que dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.) la Emisora petrolera más importante de Argentina, cuyas acciones estaban en poder de Repsol, S.A. y sus afiliadas. En febrero de 2015, el gobierno argentino envió un proyecto de ley al Congreso de la Nación tendiente a revocar ciertas concesiones ferroviarias, restituir la red ferroviaria nacional al control del estado y conferir facultades para revisar todas las concesiones vigentes. El proyecto fue aprobado el 20 de mayo de 2015, como la Ley N° 27.132.

Asimismo, el 23 de septiembre de 2015, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.181, que limita la venta de las acciones del gobierno argentino en poder de sociedades argentinas sin la previa aprobación de los dos tercios del congreso argentino, con la excepción de la participación del gobierno argentino en YPF. La ley ha sido derogada por el nuevo Gobierno mediante la Ley N° 27.260, denominada Ley de Sinceramiento Fiscal y Reparación Histórica a los Jubilados, de fecha 26 de mayo de 2016.

El 8 de junio de 2020, el Presidente Fernández anunció en conferencia de prensa la intervención de Vicentin S.A.I.C. y el envío de un proyecto de ley para declarar a Vicentin S.A.I.C. como una empresa de utilidad pública y sujeta a expropiación. Vicentin S.A.I.C. se encuentra en concurso de acreedores con un deuda denunciada de aproximadamente \$100.000 millones.

En el futuro, el gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa de los gobiernos anteriores en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países. Las demás acciones realizadas por el gobierno argentino en relación con la economía, incluidas las decisiones relativas a tasas de interés, impuestos, controles de precios, aumentos de salarios, prestación de beneficios adicionales para empleados y controles de cambio han tenido y podrían continuar teniendo un efecto adverso sustancial sobre el crecimiento de la economía argentina y, en consecuencia, podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Asimismo, cualquier política adicional del gobierno nacional establecida para prevenir conflictos sociales o en respuesta a conflictos sociales podría afectar adversamente y en forma significativa la economía y, por lo tanto, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Las medidas adoptadas por el gobierno, y las presiones de sectores sindicales, podrían requerir de aumentos salariales o beneficios adicionales, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas

En el pasado, el gobierno nacional ha sancionado leyes y reglamentaciones obligando a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores públicos como del sector privado han sido objeto de una fuerte presión de parte de su fuerza laboral o de los sindicatos para otorgar aumentos de precios y ciertos beneficios. Ver “Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - La Emisora podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores”.

Las relaciones laborales en Argentina quedan reguladas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenio Colectivo de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, establece de qué manera se llevarán a cabo las negociaciones sobre salarios y de otro tipo. Toda actividad industrial o comercial se encuentra regulada por convenios colectivos de trabajo (“CCT”) que agrupan a empresas según el sector de la industria y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad comercial o industrial negocia los aumentos de salarios y los beneficios laborales con el sindicato correspondiente de dicha actividad comercial o industrial.

Los empleadores argentinos, tanto del sector público y del sector privado, se han visto sometidos a intensas presiones por parte de su fuerza laboral o de los sindicatos que los representan, en demanda de subas salariales y ciertos beneficios adicionales para los trabajadores. En agosto de 2012, el gobierno nacional estableció un incremento del 25,00% en el salario mínimo mensual de Ps. 2.875 a partir de febrero de 2013. El gobierno nacional aumentó el salario mínimo a Ps. 3.300 en agosto de 2013, a Ps. 3.600 en enero de 2014, a Ps. 4.400 en septiembre de 2014, a Ps. 5.588 en agosto de 2015. Asimismo, se decretó un aumento del salario mínimo a Ps. 6.060 en enero de 2016, a Ps. 6.810 en junio de 2016, a Ps. 7.560 en setiembre de 2016 y a Ps. 8.060 en enero de 2017. En junio

de 2017, el Ministerio de Trabajo aumentó el salario mínimo a Ps. 10.000, que sería efectivo en tres tramos: Ps. 8.860 a julio de 2017, Ps. 9.500 a enero de 2018 y Ps. 10.000 a julio de 2018. En agosto de 2018, el Ministerio de Trabajo elevó el salario mínimo a Ps. 10.700 para septiembre de 2018, a Ps. 11.300 para diciembre de 2018 y a Ps. 12.500 para marzo de 2019. En agosto de 2019, el Ministerio de Producción y Trabajo aumentó el salario mínimo a Ps. 14.125 para agosto de 2019, a Ps. 15.625 para septiembre de 2019 y a Ps. 16.875 para octubre de 2019. Debido a los altos índices de inflación, los empleadores del sector público y privado soportan gran presión de los sindicatos y sus empleados para obtener nuevos aumentos. En 2015, el INDEC publicó el Coeficiente de Variación Salarial ("CVS"), un índice que muestra la evolución de los salarios, mostrando un incremento del 27,30%, 30,41% y 44,30% en los salarios del sector privado registrado en 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que determinen subas salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, y los trabajadores y sus sindicatos pueden ejercer presión en demanda de dichas medidas. Toda suba salarial o beneficio adicional podría derivar en un aumento de los costos y una disminución de los resultados de las operaciones de las empresas argentinas, incluyendo la Emisora. Esos costos adicionales podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los controles de cambio y las restricciones al ingreso y salida de capitales podría limitar la disponibilidad del crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, las actividades comerciales de la Emisora

En 2001 y en 2002, Argentina impuso controles de cambio y restricciones a la transferencia que limitaban significativamente la capacidad de las empresas de mantener divisas o efectuar pagos en el exterior. Luego de 2002, estas restricciones, incluso las que exigen la previa conformidad del Banco Central para la transferencia de fondos al exterior para pagar el capital y los intereses respecto de las obligaciones de deuda, fueron sustancialmente flexibilizadas durante 2007. Además de las restricciones cambiarias aplicables a la salida de fondos, en junio de 2005, el gobierno nacional adoptó varias normas y reglamentaciones que establecieron controles restrictivos sobre los ingresos de capitales a Argentina, incluso la exigencia de que para determinados fondos remitidos a la Argentina, el equivalente al 30,00% de dichos fondos se deposite en una cuenta en una entidad financiera local en la forma de un depósito en dólares estadounidenses a un año, que no devengue intereses, sin beneficio u otro uso como garantía para cualquier operación.

Asimismo, desde 2011 y hasta diciembre de 2015, el gobierno nacional incrementó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos extranjeros por residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al exterior. Más aún, ciertas reglamentaciones dictadas en 2012 establecieron que determinadas operaciones en moneda extranjera estaban sujetas a la previa aprobación de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"). Durante los gobiernos anteriores, a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, las autoridades argentinas restringieron significativamente el acceso al MULC por parte de las personas físicas y las sociedades del sector privado. Asimismo, durante los años previos a 2015, el Banco Central ejercía la potestad de aprobación previa de facto para determinadas operaciones en moneda extranjera autorizadas de otra forma de conformidad con las reglamentaciones aplicables, tales como el pago de dividendos o la amortización del capital de préstamos entre empresas vinculadas, como también la importación de bienes, por medio de la regulación del monto de moneda extranjera a disposición de las entidades financieras para realizar tales operaciones. La cantidad de controles de cambio introducidos en el pasado provocó que se generara un mercado paralelo para la negociación del dólar estadounidense y que, en dicho mercado, el tipo de cambio peso/dólar estadounidense difiriera significativamente del tipo de cambio oficial.

Adicionalmente, el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central disminuyó significativamente de U\$S 47.400 millones al 1 de noviembre de 2011 a U\$S 25.600 millones al 31 de diciembre de 2015, reduciendo la capacidad del gobierno nacional para intervenir en el MULC y para permitir el acceso a dichos mercados de las empresas del sector privado, como es el caso de la Emisora. El gobierno anterior anunció un programa destinado a aumentar el nivel de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central a través de la firma de acuerdos con diversas entidades nacionales y del exterior. Como resultado de las medidas tomadas en virtud de ese programa y debido a la emisión por parte del gobierno argentino de nuevos títulos de deuda por U\$S 16.500 millones y U\$S 2.750 millones en los mercados internacionales de capitales el 22 de abril de 2016 y el 6 de julio de 2016, respectivamente, se incrementó el nivel de reservas internacionales a U\$S 38.800 millones al 31 de diciembre de 2016. Al 31 de diciembre de 2019, el nivel de las reservas internacionales del Banco Central alcanzó un total de U\$S 44.800 millones.

El gobierno anterior implementó gradualmente una serie de reformas relacionadas con las restricciones cambiarias, incluyendo ciertos controles cambiarios, a los efectos de brindar más flexibilidad y acceso al MULC. El 8 de agosto de 2016, el Banco Central de la República Argentina emitió la Comunicación "A" 6037, a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables y eliminó una serie de restricciones para acceder al MULC. Con vigencia al 1º de julio de 2017, de conformidad con la Comunicación "A" 6244, se dejaron sin efecto todas las regulaciones que restringían el acceso al MULC, dejando lugar solamente a la obligación de dar cumplimiento a ciertos regímenes informativos, tales como el "Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero" prevista en la Comunicación "A" 3602 y el "Sistema de relevamiento de las inversiones directas" establecido por la Comunicación "A" 4237. Asimismo, en virtud de la Comunicación "A" 6443, en vigencia a partir del 1 de marzo de 2018, toda compañía de cualquier sector que opera regularmente a través del Mercado

de Cambios puede actuar como agencia de cambio simplemente inscribiéndose en el registro de operadores cambiarios. Los residentes argentinos deben cumplir con el régimen informativo, aun cuando los fondos no hayan sido vendidos a través del MULC y/o no se contemple el acceso al MULC en el futuro en relación con los fondos que deban informarse.

Desde septiembre de 2019, con el fin de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, promover una prudente administración del mercado de cambios, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros sobre la economía real, el gobierno argentino ha restablecido las restricciones cambiarias. Los nuevos controles se aplican al acceso al mercado de cambios por parte de residentes con fines de atesoramiento e inversiones en el exterior, para el pago de dividendos en moneda extranjera en el exterior y pagos de importaciones de bienes y servicios, y se establece la obligación de repatriar y liquidar en pesos las divisas resultantes de exportaciones de bienes y servicios, entre otras. En este sentido, la Compañía tiene acceso al MULC para el pago de dividendos a accionistas no residentes sin la previa autorización del Banco Central, quedando establecido que el monto total de transferencias realizadas a través del mercado de cambios regulado por el Banco Central para el pago de dividendos a accionistas no residentes no puede superar el 30% del valor total de los nuevos aportes de capital realizados en la Compañía que hayan sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios. El monto total pagado a accionistas no residentes no debe superar el monto correspondiente denominado en pesos argentinos establecido por la asamblea de accionistas. Para mayor información, véase “*Controles de Cambio*”.

En el futuro el gobierno argentino podría imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a la transferencia o restricciones a los movimientos de capital y/o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del Peso, lo cual podría limitar la capacidad de la Emisora de acceder a los mercados de capitales internacionales y afectar su capacidad para realizar pagos de intereses, de capital o de dividendos en el exterior. Dichas medidas podrían causar nuevas tensiones políticas y sociales y debilitar las finanzas públicas, lo que podría afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su posibilidad de implementar reformas y sostener el crecimiento económico, y podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora

Luego del default de ciertos pagos de deuda en que incurrió Argentina en 2001, el gobierno reestructuró exitosamente el 92% de la deuda mediante dos ofertas de canje de deuda en 2005 y 2010. Sin embargo, los acreedores no aceptantes del canje iniciaron numerosos juicios contra Argentina en diferentes jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón, invocando que Argentina dejó de efectuar los pagos de intereses y/o capital sobre sus bonos en tiempo y forma, y procurando obtener sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de estos bonos. Se han dictado sentencias en varios de estos juicios en Estados Unidos, Alemania y Japón. Si bien los acreedores con sentencias favorables no tuvieron éxito, con pocas excepciones, en lograr ejecutar tales sentencias, como resultado de las decisiones adoptadas por los tribunales de Nueva York en respaldo de dichos acreedores en 2014, se prohibió a la Argentina realizar pagos sobre los bonos emitidos en las ofertas de canje de 2005 y 2010, salvo que primero pagara íntegramente a los tenedores de bonos en mora. El gobierno nacional dio una serie de pasos demostrando su intención de continuar pagando los bonos emitidos en las ofertas de canje de 2005 y 2010, con poco éxito. Los acreedores no participantes continuaron adelante con sus acciones legales y lograron impedir que el gobierno argentino reingresara a los mercados.

Entre febrero y abril de 2016, el gobierno argentino celebró principios de acuerdo con ciertos tenedores de deuda en mora y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda impaga, incluso aquéllos con reclamos pendientes en tribunales estadounidenses, que derivaron en acuerdos conciliatorios de casi todos los juicios y dieron fin a 15 años de litigios. El 22 de abril de 2016, Argentina emitió bonos por U\$S16.500 millones y aplicó U\$S9.300 millones de los fondos provenientes de dicha colocación a satisfacer los pagos bajo los acuerdos alcanzados con los acreedores de deuda impaga. Desde entonces, se han arribado a acuerdos respecto de casi todos los reclamos pendientes bajo los bonos en mora.

A la fecha del presente Prospecto, si bien continúan en varias jurisdicciones juicios iniciados por bonistas que no aceptaron la oferta de pago de Argentina, la dimensión de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente.

Por otra parte, desde 2001 los accionistas extranjeros de ciertas sociedades argentinas interpusieron reclamos por importantes sumas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra la Argentina, de acuerdo con el reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los actores alegan que ciertas medidas del gobierno argentino dictadas durante la crisis económica de 2001 y 2002 eran contrarias a las normas o principios establecidos en diversos tratados de inversión bilaterales a los que Argentina estaba sujeta en ese momento. A la fecha, se han arribado a acuerdos en relación con varias de estas disputas, y muchos casos están en vías de ser suspendidos o han sido suspendidos provisoriamente por acuerdo de las partes.

Entre 2016 y principios de 2018, Argentina recuperó el acceso a los mercados e incurrió en aproximadamente U\$S 96.300 millones de deuda adicional. Sin embargo, por diversos factores externos e internos, durante el primer semestre de 2018 el acceso a los mercados se tornó cada vez más onerosa. El 8 de mayo de 2018, la administración Macri anunció que el gobierno argentino iniciaría

negociaciones con el FMI con miras a celebrar una línea de crédito standby que le permitiría a la Argentina acceder a financiación del FMI. El 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el plantel del FMI llegaron a un acuerdo sobre los términos del Acuerdo Standby, previéndose desembolsos por un total de aproximadamente U\$S 50.000 millones, aprobados por el Comité Ejecutivo del FMI el 20 de junio de 2018. El Acuerdo Standby tenía como objetivo brindar apoyo al programa económico del gobierno de Macri, ayudar a generar confianza, disminuir la incertidumbre y fortalecer las perspectivas económicas de Argentina. El 22 de junio de 2018, el gobierno argentino realizó un primer giro de aproximadamente U\$S 15.000 millones bajo el Acuerdo Standby. Argentina ha recibido desembolsos bajo el Acuerdo Standby por U\$S 44.000 millones. Sin perjuicio de ello, el actual gobierno ha anunciado públicamente que se abstendrá de solicitar nuevos desembolsos bajo el acuerdo, si bien prometió renegociar sus términos y condiciones de buena fe.

Luego de la firma del Acuerdo Standby, en agosto de 2018 Argentina enfrentó una crisis de volatilidad inesperada, que afectó a los mercados emergentes en general. En septiembre de 2018, el gobierno de Macri analizó con el plantel del FMI medidas de apoyo adicionales en vista del resurgimiento de la volatilidad financiera y el difícil entorno económico. El 26 de octubre de 2018, en consideración de los ajustes a las políticas fiscales y monetarias anunciadas por el gobierno argentino y el Banco Central, el Comité Ejecutivo del FMI permitió al gobierno argentino girar el equivalente a U\$S 5.700 millones, llevando el total de desembolsos desde junio de 2018 a aproximadamente U\$S 20.600 millones, aprobó el aumento del Acuerdo Standby incrementando los activos totales a aproximadamente U\$S 57.100 millones durante la vigencia del programa hasta 2021, y el anticipo de los desembolsos. Bajo el Acuerdo Standby modificado, los recursos del FMI para Argentina en 2018-19 aumentaron en U\$S 18.900 millones. Los desembolsos del FMI para el resto de 2018 fueron más del doble que los previstos en el programa de apoyo original del FMI, ascendiendo a un total de U\$S 13.400 millones (además de los U\$S 15.000 millones desembolsados en junio de 2018). Los desembolsos en 2019 casi se duplicaron también, llegando a U\$S 22.800 millones, con U\$S 5.900 millones planificados para el período 2020-21.

El 28 de agosto de 2019, el gobierno de Macri sancionó un decreto por el que se difirió la fecha de pago programada respecto del 85% de los montos adeudados en relación con los títulos de deuda de corto plazo con vencimiento en el cuarto trimestre de 2019 regidos por ley argentina y en poder de inversores institucionales. De los montos diferidos, el 30% se cancelaría a los 90 días de la fecha de pago original, mientras que el 70% se cancelaría a los 180 días de la fecha de pago original, salvo por los pagos de Lecaps con vencimiento en 2020 en poder de inversores locales, que se cancelarían en su totalidad a los 90 días de la fecha de pago original. Los montos adeudados en relación con los títulos de deuda a corto plazo en poder de inversores individuales se cancelarían de acuerdo con su cronograma original. En diciembre de 2019, el gobierno de Fernández volvió a prorrogar hasta fines de agosto de 2020 los pagos de una serie de títulos de deuda de corto plazo denominados en dólares estadounidenses en poder de inversores institucionales.

Por otra parte, en diciembre de 2019, el gobierno de Fernández prorrogó una vez más por decreto los pagos de una serie de letras del tesoro a corto plazo regidas por ley argentina denominadas en dólares estadounidenses en poder de inversores institucionales hasta agosto de 2020. Asimismo, el 11 de febrero de 2020, el gobierno argentino decretó la prórroga del vencimiento al 30 de septiembre de 2020 de una letra del tesoro vinculada al dólar regida por ley argentina, que había sido originalmente suscripta en gran medida con remesas de dólares estadounidenses, para evitar un pago en pesos argentinos que hubiera requerido importantes medidas de esterilización por parte de la autoridad monetaria. Asimismo, en febrero de 2020, el Congreso de la Nación sancionó una ley que permitió al gobierno tomar todas las medidas necesarias para que la deuda soberana de Argentina regida por ley extranjera sea sustentable. Por otra parte, un equipo del FMI visitó Buenos Aires en febrero de 2020 para analizar los recientes acontecimientos macroeconómicos y conocer más acerca de los planes económicos y políticas de las autoridades argentinas. El 19 de febrero de 2020, el plantel del FMI emitió una declaración donde concluyó que debido a los últimos acontecimientos y la materialización de ciertos riesgos para la sustentabilidad de la deuda considerados durante el Análisis de Sostenibilidad de Deuda (ASD) publicado en julio de 2019, el plantel del FMI evalúa que la deuda de Argentina no es sustentable. En consecuencia, el plantel del FMI declaró que “se requiere de una operación de deuda definitiva, que genere una contribución apreciable de los acreedores privados, para ayudar a restaurar la sustentabilidad de la deuda con una alta probabilidad”.

El 21 de abril de 2020, el gobierno argentino anunció su oferta de canje de bonos externos por nuevos bonos por un monto total de aproximadamente U\$S 64.000 millones. El gobierno argentino no realizó el pago de intereses del 22 de abril de 2020 con respecto a tres de sus bonos denominados en dólares estadounidenses, e hizo uso del período de gracia de 30 días establecido en el contrato de fideicomiso. A la fecha de este Prospecto, no existe certeza acerca de si la oferta de canje será aceptada entre los bonistas o si se realizarán nuevas negociaciones y propuestas, ni cuáles podrían ser las consecuencias de dichas negociaciones.

Si no recupera el acceso a los mercados financieros, el gobierno argentino podría no contar con los recursos financieros necesarios para implementar las reformas e impulsar el crecimiento, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía del país y, en consecuencia, sobre las actividades de la Emisora. Asimismo, la imposibilidad de la Argentina de obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en la capacidad de la Emisora de acceder a dichos mercados para financiar sus operaciones y su crecimiento, inclusive el financiamiento de inversiones de capital, lo que podría afectar negativamente la situación financiera de la Emisora, los resultados de sus operaciones y flujo de fondos. Asimismo, no es posible predecir cuál será el resultado de la futura reestructuración de deuda soberana argentina. Si el gobierno argentino incurriera nuevamente en un supuesto

de incumplimiento, ello afectaría negativamente su valuación y términos de pago, lo que perjudicaría sensiblemente a la economía de Argentina y en consecuencia, a los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Un gasto público elevado podría dar lugar a consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha incrementado considerablemente el gasto público. En 2016, 2017 y 2018, el gasto del sector público nacional experimentó un incremento interanual del 37,0%, 21,8% y 22,4%, respectivamente (medido en pesos argentinos nominales) y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 4,6%, 3,8% y 2,4% del PBI, según cifras estimadas por el Ministerio de Hacienda. En 2019, el gasto del sector público nacional aumentó 37,2% y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 1,0% del PBI. En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico.

Una caída en los precios internacionales de las exportaciones de los principales productos básicos del país podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de Argentina

La recuperación financiera de Argentina de la crisis de 2001 y 2002 tuvo lugar en un contexto de alza en los precios de los productos básicos de exportación del país, entre ellas, la soja. Los elevados precios de los productos básicos contribuyeron al fortalecimiento de las exportaciones de Argentina desde el tercer trimestre de 2002 y a una sólida recaudación impositiva en concepto de impuestos de retención a las exportaciones. No obstante, habida cuenta de su dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, la economía argentina se ha tornado más vulnerable a las fluctuaciones en dichos precios.

Adicionalmente, los precios de los productos básicos, incluyendo la soja, han caído significativamente desde su precio pico, en gran medida debido a una tasa de crecimiento más lenta en China. Asimismo, desde fines de 2017 y hasta abril de 2018, un índice de precipitaciones inferior al promedio durante varios meses provocó una gran sequía en Argentina que se presume ha sido la peor del país en los últimos 50 años. Los efectos de la sequía en la agricultura causaron importantes problemas económicos en el país, con una caída en la cosecha de soja del 31% respecto del año anterior, y del 20% en maíz, que implicó pérdidas de U\$S 6.000 millones. La caída continuada de los precios internacionales de los principales productos básicos que exporta Argentina o cualquier condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura podría tener un efecto negativo en el nivel de ingresos del gobierno y su capacidad de cumplir con el servicio de la deuda pública, pudiendo generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados podría afectar adversamente la economía argentina y, por consiguiente, la situación financiera de la Emisora.

El nuevo coronavirus podría tener un efecto negativo en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora

A fines de diciembre de 2019, se informó a la Organización Mundial de la Salud la existencia de varios casos de neumonía originados en Wuhan, provincia de Hubei (COVID-19, causados por un nuevo coronavirus), confirmándose rápidamente casos en múltiples provincias de China, así como en otros países. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud calificó al COVID-19 como una pandemia. El gobierno argentino y otros gobiernos de todo el mundo han adoptado diversas medidas, entre ellas la implantación de una cuarentena, controles en aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones a viajes, suspensión de visas, aislamiento social a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la apertura de museos y atracciones turísticas y la extensión de los feriados, entre muchas otras. Sin embargo, el virus sigue propagándose a nivel mundial, y a la fecha de este Prospecto, ha afectado a más de 150 países y territorios en todo el mundo, incluyendo Argentina. A la fecha, el brote del nuevo coronavirus ha causado importantes interrupciones en la sociedad y los mercados. Por ejemplo, el índice Dow Jones cayó alrededor del 18,19% entre el 11 de febrero y el 14 de abril de 2020. Es difícil evaluar o predecir los efectos a largo plazo de epidemias y otras crisis de la salud pública, como es el caso del nuevo coronavirus, en la economía mundial y en la Compañía, los que podrían incluir una caída mayor en los precios de mercado de las acciones y los ADS de la Emisora, riesgos para la salud y seguridad laboral, riesgos para la prestación de los servicios de la Emisora, reducción de la demanda de energía y demoras o suspensiones en la construcción de los proyectos de ampliación de la Emisora, entre otros. La prolongación de las medidas restrictivas impuestas para controlar un brote de contagio u otros sucesos adversos en la salud pública podrían tener un efecto negativo significativo sobre las operaciones comerciales de la Emisora. La Emisora también podría verse afectada por la necesidad de implementar políticas que limiten la eficiencia y eficacia de sus operaciones, entre ellas, políticas de trabajo remoto. No resulta claro si se podrán controlar o resolver estas dificultades e incertidumbres, ni qué efectos podrán tener sobre la situación política y económica mundial en el largo plazo. Por otra parte, no es posible predecir cómo evolucionará la enfermedad en Argentina ni qué restricciones adicionales podría imponer el gobierno argentino.

El 20 de marzo de 2020, el gobierno argentino dictó el Decreto N° 297/2020 mediante el cual estableció un aislamiento social preventivo y obligatorio (la “Cuarentena”) como una medida de salud pública tendiente a contener los efectos del brote de COVID-19. El decreto estableció que durante la Cuarentena, las personas deben permanecer en sus casas desde las cero horas del 20 de marzo de 2020 y deben abstenerse de concurrir a sus lugares de trabajo, prohibiéndose además los traslados por rutas, calles o espacios públicos. Desde su inicio, el gobierno argentino ha extendido la Cuarentena en reiteradas ocasiones, y a la fecha de este Prospecto, la Cuarentena se encuentra extendida hasta el 28 de junio de 2020 con ciertas actividades adicionales excluidas. No puede descartarse la posibilidad de que se decreten nuevas extensiones o incluso que se restablezcan las prohibiciones a las actividades actualmente excluidas luego de su levantamiento.

Se prevé que la Cuarentena tendrá importantes consecuencias en la economía argentina, entre ellas una marcada reducción en la demanda y suministro de bienes y servicios, el incremento de la tasa de desempleo y los niveles de pobreza, quiebras de empresas y alteraciones en la cadena de pagos, entre otros efectos. Si bien el gobierno argentino ha adoptado medidas tendientes a aliviar la situación (véase *“Acontecimientos Recientes – Medidas Diseñadas en Respuesta al Brote de Covid-19”*), se estima que dichas medidas incrementarán sensiblemente el déficit fiscal del gobierno. Si el aumento del déficit es financiado con emisión monetaria, es muy probable que ello traiga aparejado un aumento en la tasa de inflación y alteraciones en los mercados cambiarios.

De acuerdo con el Decreto 297/2020, la actividad de generación de electricidad fue considerada un servicio esencial, y por ende fue exceptuado de las restricciones a la asistencia a los lugares de trabajo y traslados. Si bien se permitió que el personal operativo de la Emisora continuara sus actividades bajo ciertas precauciones de salud y sanitarias, el resto del personal de la Emisora siguió trabajando en forma remota. A la fecha de este Prospecto, estas restricciones permanecen vigentes.

Inicialmente, la construcción de obras de infraestructura del sector energético, entre las que se encuentran los proyectos de ampliación de la Emisora en curso, no se encontraba comprendida dentro de las exenciones a la Cuarentena. El 7 de abril de 2020, la construcción de obras de infraestructura del sector energético fue incluida dentro de las actividades esenciales, y en consecuencia, luego de tomar las precauciones necesarias, se reiniciaron la obras el 9 de abril de 2020 en La Genoveva I, y el 27 de abril de 2020 en la Terminal 6-San Lorenzo.

Como medida adicional para contener la expansión del COVID-19, se suspendieron los viajes internacionales (salvo por ciertos vuelos de repatriación específicos).

La Emisora ha identificado los siguientes puntos como aspectos en donde la crisis ha tenido y podría seguir teniendo un impacto sobre ella:

Operaciones – Generación de energía

- **Reducción en la cantidad de energía eléctrica despachada.** Debido a la Cuarentena, la mayoría de las empresas de Argentina, y en particular las del sector industrial, no han podido seguir operando con normalidad. Según información emanada de CAMMESA, durante abril la demanda total de energía eléctrica cayó 11,5% en comparación con el mismo mes del año anterior. Esta reducción previsiblemente tendrá un impacto sobre el departamento de generación de energía térmica de la Emisora, y en especial en las unidades con un mayor *heat rate* (menos eficientes) bajo el marco regulatorio de Energía Base.
- **Mayores demoras en los pagos y/o riesgo de incobrabilidad de clientes particulares.** Si bien CAMMESA está cumpliendo con sus obligaciones de pago, la menor actividad económica causada por la Cuarentena también puede afectar los flujos de fondos de CAMMESA y de los clientes particulares de la Emisora y aumentar las demoras en sus pagos y el riesgo de incobrabilidad de clientes particulares. (Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—En los últimos tiempos, la Emisora no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico”*).
- **Mayor dependencia de CAMMESA en los subsidios del gobierno argentino.** Los flujos de fondos de CAMMESA dependen de (i) los pagos de las compañías de distribución de electricidad, y (ii) los subsidios del gobierno argentino. En virtud de la Ley 27.132, las tarifas que pagan determinados usuarios finales a ciertas empresas de servicios públicos bajo jurisdicción federal, entre ellas las compañías de distribución de electricidad, fueron congeladas por 180 días hasta el 30 de junio de 2019 (véase *“Información sobre la Emisora—Acontecimientos Políticos y Económicos Recientes en Argentina”*). Asimismo, el gobierno argentino estableció un período de 180 días a partir del 1 de marzo de 2020, en el que no puede suspenderse el servicio de distribución de electricidad si el beneficiario registra menos de tres facturas consecutivas impagas, desde el 1 de marzo de 2020. En consecuencia, las empresas de distribución de electricidad podrán experimentar una reducción en sus cobranzas de clientes, disminuyendo en consecuencia sus pagos a CAMMESA, lo cual a su vez podrá

umentar la dependencia de CAMMESA en los subsidios recibidos del gobierno argentino para el pago de la generación de electricidad, incluyendo los pagos a las compañías generadoras de electricidad tales como Central Puerto.

- **Protección del personal.** La Emisora ha establecido un protocolo con múltiples medidas para proteger la salud de todo su personal. Algunas de estas medidas incluyen: a) el aislamiento de los equipos que operan en las diferentes unidades, previniendo el contacto entre los distintos equipos; b) evitar el contacto entre personal de los diferentes turnos; c) el uso de protección extra y medidas sanitarias adicionales; d) la realización de reuniones virtuales; e) identificar al personal clave para contar con los equipos de respaldo necesarios si surge una contingencia y mantener a todo el personal no esencial para el funcionamiento y mantenimiento de las unidades trabajando en forma remota. Si bien estas medidas han sido eficaces para la protección del personal de la Emisora, a la fecha de este Prospecto no es posible asegurar que ninguno de sus empleados (incluido el personal clave) estará afectado por el COVID-19.
- **Falta de suministros o equipos necesarios o demoras en los suministros.** La Cuarentena también puede afectar la provisión de suministros esenciales. Si bien la provisión de los suministros necesarios también es considerada una actividad esencial en el marco de emergencia declarado y la Emisora habitualmente cuenta con un stock de repuestos, no puede asegurarse que la provisión de los suministros necesarios no se verá afectada. Asimismo, las medidas adoptadas por países extranjeros en los que se fabrican algunos de los suministros y repuestos de las unidades de la Emisora también pueden afectar su stock de repuestos. Toda demora en el suministro de equipos o suministros esenciales puede afectar las operaciones de la Emisora.

Proyectos en construcción y en desarrollo

El brote de COVID-19 ha tenido consecuencias sobre los proyectos que se encuentran en construcción. El 21 de febrero de 2020, Vestas Argentina S.A. (“Vestas”), la empresa proveedora de aerogeneradores para el proyecto eólico La Genoveva I, informó a la Emisora que el brote de COVID-19 estaba afectando sus actividades de fabricación en todo el mundo, causando demoras en la cadena de suministro para la entrega de ciertos componentes de fabricación china requeridos para terminar de fabricar los aerogeneradores. En su comunicación, Vestas no especificó el impacto específico que esta situación puede tener en el cronograma acordado. Sin embargo, es de prever que habrá demoras en la finalización del proyecto. La Compañía envió una notificación a CAMMESA con las novedades recibidas de Vestas de acuerdo con las cláusulas de fuerza mayor del PPA para evitar posibles multas en caso de que el proyecto sufra demoras repentinas imprevistas. El 7 de abril de 2020, CAMMESA acusó recibo de la notificación y solicitó un informe sobre las consecuencias de los hechos de fuerza mayor en el cronograma. La Compañía estima que experimentará demoras en la fecha de habilitación comercial estimada del parque eólico La Genoveva I (de propiedad de su subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.) que de acuerdo con el PPA celebrado con CAMMESA debía tener lugar en mayo de 2020.

Asimismo, la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U. celebró un contrato de préstamo con IFC para la construcción del parque eólico La Genoveva I. En virtud del Préstamo de IFC (véase “*Liquidez y Recursos de Capital—Deuda—Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.*”), Central Puerto S.A., en calidad de garante, garantiza en forma total, incondicional e irrevocable, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por Vientos La Genoveva S.A.U. hasta la fecha de finalización del proyecto. La postergación de la fecha de habilitación comercial podría demorar la fecha de finalización del proyecto, y por ende Central Puerto podría resultar el deudor principal de este crédito.

Por otra parte, si bien se levantó la Cuarentena para obras privadas de infraestructura del sector energético el 7 de abril de 2020, la Emisora experimentó demoras en su cronograma de proyecto. Luego de tomar las medidas de precaución necesarias, se reinició la construcción el 9 de abril de 2020 en La Genoveva I. Sin embargo, debido a estas medidas de precaución (reducción en la cantidad de personal que trabaja en el proyecto, reducción de las jornadas laborales y la fijación de turnos escalonados) se estima que la finalización del proyecto sufrirá demoras.

La Cuarentena también afectó la construcción de la central térmica Terminal 6-San Lorenzo, que fue suspendida el 20 de marzo de 2020, y cuya finalización estaba programada para septiembre de 2020. Después del levantamiento de la Cuarentena, se reiniciaron las actividades el 27 de abril de 2020 luego de tomar las precauciones necesarias. Sin embargo, debido a las medidas de precaución antes mencionadas, la Compañía estima que la finalización del proyecto se demorará. Asimismo, las restricciones de viaje y el cierre de las fronteras nacionales impuesto por el gobierno argentino, entre otras medidas, podrían demorar el arribo del personal afectado al proyecto, dado que varios de los miembros del equipo deben venir de países afectados por la pandemia. La Emisora envió una notificación a CAMMESA informando esta situación para evitar posibles multas en caso de que el proyecto sufra demoras repentinas imprevistas. Si bien la Compañía tiene confianza en que debido a las circunstancias extremas que afectan a los proyectos podrá obtener una dispensa respecto de la fecha de habilitación comercial comprometida, no puede garantizar que obtendrá efectivamente dicha dispensa de CAMMESA.

Los efectos de la crisis del COVID-19 generan desafíos para los planes de ampliación de la planta Brigadier López y el desarrollo del parque solar El Puesto, demorando el inicio de la construcción de estos proyectos, no solo debido a las restricciones a la

construcción antes mencionadas, sino también por la baja demanda de energía y las dificultades para obtener la financiación necesaria para los proyectos dada la actual situación de los mercados. Para mayor información véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora—Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”*. Asimismo, la crisis del COVID-19 podrá reducir la posibilidad de nuevos proyectos y oportunidades de expansión, para los cuales la Compañía ha adquirido 3 turbinas de gas. Véase *“Resultados de las Operaciones—Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Propuesta de Ampliación de la Capacidad de Generación de la Emisora”*.

Los factores antes mencionados, que afectan la generación de energía y los proyectos en construcción o en desarrollo, también podrían derivar en una desvalorización de las propiedades, planta y equipos y activos intangibles asociado a la reducción en el valor en uso estimado de ciertos activos que podría superar el valor contable previamente registrado, tal como en el caso de la planta Brigadier López y los activos intangibles asociados a ella y algunas de las turbinas de gas que la Compañía posee para nuevos proyectos potenciales. Algunos de estos factores que pueden influir en esta reducción son la vida útil limitada de estos activos, la actual incertidumbre económica, la reducción y pesificación de la tarifa de electricidad y potencia en el mercado spot, y en el caso específico de las turbinas de gas de la Compañía, la incertidumbre acerca de la factibilidad de nuevos proyectos que permitan el uso de las turbinas adquiridas. Para mayor información, véase *“Resultados de las Operaciones—Políticas Contables Significativas—Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipos y Activos Intangibles”*.

Acceso a los Mercados de Capitales y Financieros

Debido al actual proceso de reestructuración de deuda soberana que atraviesa Argentina y el brote de COVID-19, también podría restringirse sensiblemente el acceso a los mercados de capitales y financieros de Argentina y/o del exterior. Si bien la Compañía considera que su flujo de fondos y liquidez son adecuados y suficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda para capital de trabajo y requerimientos de gastos de capital en el futuro previsible, un mayor deterioro de la actual situación económica podría dar lugar a un deterioro en las finanzas de la Compañía, en un contexto de falta de acceso o de reducción significativa de la disponibilidad de crédito en los mercados financieros, lo que podría afectar la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Asimismo, la crisis por la pandemia del COVID-19 también puede afectar los resultados de las afiliadas distribuidoras de gas natural de la Compañía. Si bien estas actividades económicas también fueron declaradas esenciales, y exentas de la Cuarentena, se estima que la caída de la economía causada por esta medida reducirá los volúmenes distribuidos a los clientes. Por otra parte, también es posible que algunas de las medidas adoptadas por el gobierno argentino para mitigar los efectos del brote de COVID-19 en la economía afecten el desempeño financiero de Ecogas, que ya se encontraba afectado por el congelamiento de tarifas por 180 días dispuesto por la Ley 27.132, vigente hasta el 30 de junio de 2019 (véase *“Información sobre la Emisora—Acontecimientos Políticos y Económicos Recientes en Argentina”*). El gobierno argentino estableció un período de 180 días a partir del 1 de marzo de 2020, en el que no puede suspenderse el servicio de gas natural si el beneficiario registra menos de tres facturas consecutivas impagas, desde el 1 de marzo de 2020. Esta medida es solo aplicable a ciertos usuarios identificados en el decreto que dispone la suspensión. Se prevé que esta medida aumentará las demoras y/o la incobrabilidad de los pagos de dichos clientes. Asimismo, algunos de los clientes podrían no tener acceso a plataformas de pago electrónico y estar habituados a pagar en efectivo, lo que podría representar un obstáculo a su capacidad de pagar las facturas a su vencimiento, debido a la Cuarentena obligatoria. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, IGCE (incluyendo una participación directa en DGCE) representaba 11,80% de la ganancia neta consolidada de la Compañía (véase *“Reseña—Afiliadas—Grupo Ecogas--Inversora de Gas del Centro S.A. (IGCE)”*).

Finalmente, las medidas adicionales que pueda adoptar Argentina o cualquier país extranjero para mitigar los efectos de la crisis del COVID-19 podrían afectar directa o indirectamente las operaciones, los proyectos en construcción o en desarrollo o los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Para mayor información, véase *“Acontecimientos Recientes—Medidas Diseñadas en Respuesta al Brote de COVID-19”*.

La economía argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos de otros mercados y por los efectos “contagio” más generalizados

El crecimiento económico débil, chato o negativo de alguno de los principales socios comerciales de Argentina, como Brasil, China o Estados Unidos, podría tener un efecto adverso significativo sobre la balanza comercial de Argentina y podría afectar adversamente el crecimiento económico del país. El desempeño económico de otros socios comerciales, tales como Chile, España y Canadá, también podría afectar la balanza comercial de Argentina.

La economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y la principal fuente de importaciones, ha experimentado una enorme presión negativa debido a las incertidumbres derivadas de la crisis política actual y las extensas investigaciones en materia de corrupción. Si bien la economía brasileña creció levemente, un 1,1% durante 2018 y un 1,1% en 2019, el deterioro de las

condiciones económicas en Brasil puede reducir la demanda de exportaciones argentinas y generar ventajas para las importaciones brasileñas. En octubre de 2018, el candidato Jair Bolsonaro fue electo presidente de Brasil. Como resultado de ello, ha aumentado la incertidumbre y expectativas en relación con la futura gestión del presidente, que podría introducir reformas económicas significativas y cambios en la política exterior de Brasil, tal como lo expresó durante su campaña. Un mayor deterioro de las condiciones económicas de Brasil podría reducir la demanda de exportaciones argentinas y generar ventajas para las importaciones brasileñas. Existe la posibilidad de que la incertidumbre sostenida con respecto a las condiciones económicas y políticas de Brasil o una crisis económica y política en Brasil tenga impacto en la economía de Argentina, y a su vez producir un efecto adverso significativo sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales. En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, incluida la crisis financiera de México de 1994, la crisis financiera de Asia de 1997, la crisis financiera de Rusia de 1998, la depreciación del real brasileño en 1999, el colapso del régimen de tipo de cambio fijo de Turquía y la crisis financiera internacional que comenzó en 2008.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos, Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera, los resultados de las operaciones de la Emisora.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido realizó un referéndum en relación con la permanencia o salida como miembro de la Unión Europea, cuyo resultado fue favorable a la salida por parte del Reino Unido de la Unión Europea, denominada “Brexit”. El 2 de octubre de 2016, el primer ministro del Reino Unido anunció que se activaría el artículo 50 del Tratado de Lisboa antes de fines de marzo de 2017 y que el discurso de la reina incluiría un proyecto de Gran Ley Derogatoria tendiente a derogar la Ley de Comunidades Europeas de 1972. El 16 de marzo de 2017, se sancionó el Proyecto (de Notificación de Retiro) de la Unión Europea y el 29 de marzo de 2017 se cursó la notificación bajo el artículo 50. La activación del artículo 50 inició un período de dos años de negociaciones para la salida de la Unión Europea por parte del Reino Unido. Luego de una serie de prórrogas a este plazo, el 31 de enero de 2020, el Reino Unido abandonó la Unión Europea y entró en un período de transición que finalizará el 31 de diciembre de 2020. El impago del Brexit en los resultados de las operaciones de la Emisora no resulta claro, y sus efectos a largo también son inciertos. El Brexit podría generar inestabilidad política, legal y económica adicional en la Unión Europea y producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dicha región.

El 8 de noviembre de 2016, Donald J. Trump fue elegido presidente de los Estados Unidos. Los resultados de la elección presidencial han creado gran incertidumbre sobre la relación entre los Estados Unidos y otros países, incluso con respecto a políticas de comercio, tratados, regulaciones gubernamentales y tarifas que podrían aplicarse al comercio entre los Estados Unidos y otras naciones. Si bien las medidas proteccionistas del presidente Trump por el momento no apuntan a Argentina, no es posible predecir cómo evolucionarán o qué efecto puedan tener dichas medidas o cualquier otra medida tomada por el gobierno de Trump sobre las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros mundiales. Asimismo, la actual contienda comercial entre Estados Unidos y China en torno a las tarifas aplicadas a los productos comercializados entre ellos podría tener impacto en los países que dependen del comercio, tales como Argentina.

En agosto de 2018, el aumento de la inflación y el déficit sostenido en las cuentas corrientes, así como las medidas proteccionistas adoptadas por Estados Unidos y la duplicación de los aranceles al acero y aluminio de Turquía, causaron un colapso en la lira turca frente al Dólar que disparó una oleada de ventas de activos de mercados emergentes y una significativa caída en los precios de las acciones de estos mercados, generando un efecto contagio en los mercados internacionales y en varias bolsas de valores del mundo, entre ellas las de Argentina.

Estos acontecimientos o la percepción de que alguno de ellos pudiera tener lugar, podrían afectar adversamente, en forma significativa, las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros a nivel mundial. Cualquiera de estos factores podría deprimir la actividad económica y restringir el acceso de la Emisora a los proveedores, afectando adversamente, en forma significativa, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El sistema bancario argentino puede estar sujeto a inestabilidad, lo que podría afectar las operaciones de la Emisora

En los últimos años, el sistema financiero argentino creció significativamente, con un marcado incremento en los préstamos y depósitos privados, evidenciando una recuperación en la actividad crediticia. Si bien los depósitos del sistema financiero siguen creciendo en términos nominales, se trata mayormente de depósitos a corto plazo, y las fuentes de financiación de mediano y largo plazo para las entidades financieras se encuentran actualmente limitadas. En 2019, si bien los depósitos privados en pesos registraron un aumento interanual nominal del 36% (impulsado por el crecimiento de las cajas de ahorro y cuentas corrientes, que experimentaron un aumento del 46% anual) y los depósitos a plazo fijo registraron un aumento interanual nominal del 25%, dichos incrementos nominales no pudieron alcanzar a la inflación para el mismo período. Los préstamos denominados en pesos aumentaron a un ritmo algo mayor que en 2018. Durante el mismo período, los préstamos en moneda extranjera (compuestos principalmente de préstamos corporativos) registraron una caída de 33% al cierre de 2019. En 2019, los depósitos privados en dólares estadounidenses disminuyeron un 33%.

Las entidades financieras están especialmente sujetas a importante regulación de múltiples autoridades regulatorias, todas las cuales pueden, entre otras cosas, establecer límites a las comisiones e imponerles sanciones. La falta de un entorno regulatorio estable, o los cambios que el gobierno pueda introducir en dicho marco regulatorio, podrían imponer grandes limitaciones a las actividades de las entidades financieras y generar incertidumbre con respecto a la estabilidad del sistema financiero.

La persistencia de la actual crisis económica o la inestabilidad de uno o más de los bancos públicos o privados más importantes, podría tener un efecto adverso significativo sobre las perspectivas de crecimiento económico y estabilidad política en Argentina, resultando en una pérdida de confianza de los consumidores, menores ingresos disponibles y acotadas alternativas de financiación para los consumidores. Estas condiciones podrían tener un efecto adverso significativo sobre la Emisora, resultando en un menor uso de sus servicios, menores ventas de dispositivos y la posibilidad de un mayor nivel de cuentas incobrables o un mayor riesgo crediticio de las contrapartes en relación con las inversiones de la Compañía en entidades financieras locales.

Los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior e ingresos de capitales limitan la disponibilidad de crédito internacional.

Si los riesgos reales y percibidos sobre deterioro institucional y corrupción no son abordados debidamente, ello podría afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido identificados como, y continúan siendo, un serio problema para Argentina. En la encuesta de 2017 de Transparency International para la confección del Índice de Percepción de Corrupción, que abarcó a 180 países, Argentina fue clasificada en el puesto 85, mejorando respecto de la encuesta anterior de 2016. En el informe *Doing Business* del Banco Mundial para 2019, Argentina ocupó el puesto 119 de 190 países, descendiendo del puesto 117 en 2018.

Reconociendo que el no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad de atraer inversiones extranjeras, el gobierno de Macri anunció diversas medidas tendientes a fortalecer las instituciones de Argentina y combatir la corrupción. Entre estas medidas se incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el gobierno en las investigaciones sobre corrupción, mayor acceso a la información pública, el secuestro de activos de funcionarios corruptos, la ampliación de las facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino de implementar estas iniciativas es incierta, dado que requeriría la participación del poder judicial, que es independiente, y el apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

Por otra parte, diversas investigaciones en curso por denuncias de lavado de activos y corrupción que están siendo llevadas adelante por la Fiscalía Federal, siendo la mayor de dichas investigaciones la denominada “Los Cuadernos de las Coimas”, han repercutido negativamente en la economía y en el entorno político de Argentina. Ciertos funcionarios de los gobiernos previos, así como funcionarios de alto rango de sociedades con contratos con el estado o concesiones públicas han enfrentado o se encuentran enfrentando denuncias de corrupción y lavado de activos como resultado de estas investigaciones. Estas personas son acusadas de haber aceptado o pagado sobornos mediante retornos sobre contratos otorgados por el gobierno a diversas compañías de infraestructura, energía y construcción. Los fondos derivados de estos retornos supuestamente financiaban las campañas de los partidos políticos pertenecientes al gobierno desde 2011 hasta 2015. Estos fondos no eran registrados ni revelados públicamente, y presuntamente fueron destinados para enriquecer a ciertas personas. Diversos políticos de alto rango, entre ellos miembros del congreso, y altos ejecutivos y funcionarios de las mayores empresas de Argentina (i) han sido arrestados por varios cargos de

corrupción, (ii) celebraron acuerdos de cooperación con fiscales, y (iii) han renunciado o sido removidos de sus cargos. El resultado potencial de la causa de los Cuadernos de las Coimas, así como otras investigaciones sobre corrupción en curso, es incierta, pero éstas ya han tenido un impacto negativo en la reputación de las compañías implicadas, como así también en la percepción de la economía, el entorno político y los mercados de capitales de Argentina por parte de los mercados en general. La Emisora no tiene control y no puede predecir por cuánto tiempo seguirán las investigaciones de corrupción, o si tales investigaciones o denuncias (u otras investigaciones o denuncias futuras) generarán mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no se puede predecir cuál será el resultado de dichas denuncias o su efecto en los distintos sectores de la economía argentina.

Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino

El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Desde 1992 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a una rigurosa regulación e intervención estatal. Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el gobierno argentino aprobó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”) y otras reglamentaciones, a través de las que introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

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

Por ejemplo, en marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la ex Secretaria de Energía, el gobierno argentino suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM, y ordenó que la demanda que no fuese satisfecha por generadores argentinos debía ser abastecida directamente por CAMMESA. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la ex Secretaría de Energía.

Cuando el gobierno anterior asumió en funciones, comenzó a implementar reformas sustanciales en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permite al gobierno argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, por ejemplo, ordenar al Ministerio de Energía y Minería la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. Por otra parte, el gobierno argentino y ciertos gobiernos provinciales han aprobado importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. Una vez implementados los aumentos de tarifas, los consumidores, algunos políticos y ciertas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron aceptados por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos recientes dictados por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata y por un juez federal del tribunal de primera instancia de San Martín que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad aplicables al consumidor final en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares (i) se suspendieron los incrementos tarifarios aplicables al consumidor final concedidos a partir del 1 de febrero de 2016, con efecto retroactivo a esa fecha, (ii) las facturas enviadas al consumidor final no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso de los importes ya cobrados al consumidor final como consecuencia del consumo registrado antes de dichos fallos. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efectos las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final, alegando objeciones formales y defectos de procedimiento y, entonces, a la fecha del presente Prospecto los aumentos de las tarifas a los consumidores finales no se encuentran suspendidos.

De conformidad con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó que se llevara a cabo una audiencia pública para evaluar las propuestas para una revisión integral de tarifas presentada por EDENOR y EDESUR para el período 1° de enero de 2017 – 31 de diciembre de

2021. La audiencia se llevó a cabo el 28 de octubre de 2016. El Ministerio de Energía y Minería y el ENRE llevaron a cabo una audiencia pública no vinculante para analizar las propuestas sobre tarifas presentadas por las empresas de distribución para el área del gran Buenos Aires (con 15 millones de habitantes, aproximadamente), incluyendo Edenor, para el período 2017-2021 dentro del marco de la Reforma de Tarifas Integral (RTI).

Con posterioridad a dicha audiencia, el 31 de enero de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que habrían de ser aplicadas por EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR.

El 1° de febrero de 2017, el ENRE dictó varias resoluciones, que, entre otros cambios de política, implementaron una reducción de los subsidios de tarifas de energía eléctrica y un aumento de las tarifas de energía eléctrica para clientes residenciales. Dichos aumentos se ubicaron en el rango de 61% a 148%, dependiendo del volumen de consumo de energía eléctrica del usuario.

En cuanto a las tarifas de transporte, se llevaron a cabo siete audiencias públicas de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 606/16, y 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas se evaluaron las propuestas respecto de tarifas presentadas por las empresas de transporte Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período 1° de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. En virtud de las Resoluciones N° 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas empresas.

Por otra parte, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de energía eléctrica aplicables a las ventas de energía de las empresas de generación en virtud del programa Energía Base. Véase *“Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Factores que afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora- Ingresos - Energía Base”*. La Secretaría de Energía Eléctrica mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. El 1° de febrero de 2017, se completó el proceso de revisión de tarifas y se aprobó el nuevo esquema tarifario para los siguientes cinco años.

En un cambio de criterio sobre las políticas aplicadas en el sector de la electricidad, el 17 de abril de 2019, el gobierno de Macri anunció que las tarifas aplicadas por la Emisoras distribuidoras de electricidad no serán incrementadas durante el resto de 2019.

Además, el 1 de marzo de 2019, a través de la Resolución SRRyME N° 1/19, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución SEE N° 19/17. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Véase *“Reseña—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual”*.

El gobierno argentino también lanzó procesos de licitación pública para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable. Estas medidas no solo apuntan a satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, sino también a promover inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, el cual, como se explicó antes, viene experimentando dificultades desde 2001.

Sin perjuicio de las recientes medidas adoptadas por el gobierno argentino, la Emisora no puede asegurar que las modificaciones previstas en el sector eléctrico sean implementadas tal como se esperaba, o si dichos cambios habrán de implementarse en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el gobierno argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora o bien que el gobierno argentino adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El 23 de diciembre de 2019, se sancionó la Ley de Solidaridad, mediante la cual se declaró la emergencia económica, financiera, administrativa, social, sanitaria, tarifaria y energética. En lo que respecta a los negocios de la Compañía, dicha ley establece que (i) las tarifas de gas natural y las tarifas de electricidad de usuarios finales bajo jurisdicción federal permanecerán sin cambios durante un plazo de ciento ochenta (180) días a partir del 23 de diciembre de 2019, y (ii) se faculta al poder ejecutivo a renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal, ya sea en el marco de las actuales revisiones tarifarias generales o mediante una revisión extraordinaria, de acuerdo con la Ley N° 24.065 (Régimen de Energía Eléctrica). Asimismo, la Ley de Solidaridad también faculta al poder ejecutivo a intervenir el ENARGAS y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”).

Para mayores datos sobre el rol del gobierno argentino en el sector eléctrico, véase *“Acontecimientos Recientes”*.

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

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en relación a los costos. En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública autorizó al gobierno argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos. En virtud de esta ley, el gobierno argentino revocó las disposiciones de los contratos de servicios públicos relacionadas con el mecanismo de ajuste y de indexación de acuerdo con la inflación. En lugar de ello, las tarifas en dichos contratos se congelaron y fueron convertidas de sus valores originales en dólares estadounidenses a pesos argentinos, a razón de Ps. 1,00 por U\$S 1,00. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase *“El Sector Eléctrico Argentino”*.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la depreciación del peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

Después de declarar el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, el gobierno argentino aumentó las tarifas de energía eléctrica en el MEM en virtud de Energía Base. Consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos y sentencias recientes suspendieron los aumentos en todo el territorio nacional. El 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efecto estas medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final y, el 28 de octubre de 2016, se llevó a cabo una audiencia pública para dar tratamiento a las propuestas de revisión tarifaria integral presentadas por EDENOR y EDESUR. Los aumentos tarifarios fueron aprobados el 31 de enero de 2017. Asimismo, el gobierno argentino emitió la Resolución SE N° 21/16 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables, ofreciendo a los generadores tarifas denominadas en dólares estadounidenses atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación que se pusiera a disposición. Sin embargo, las tarifas en virtud del programa Energía Base permanecen muy por debajo de los niveles históricos, si bien se han producido aumentos importantes y actualmente se denominan en dólares estadounidenses, lo que mitiga el efecto de las variaciones en el tipo de cambio. Estas medidas u otras medidas futuras podrían no ser suficientes para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias, y podría suceder que en el futuro no se adopten medidas similares a las dictadas durante la crisis económica.

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/19, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución SEE N° 19/17. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Véase *“Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual”*.

Véase *“—El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe”*.

En los últimos tiempos, la Emisora no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Emisora obtuvo aproximadamente el 76,14% y el 88,80%, respectivamente, de sus ingresos totales por las ventas efectuadas a CAMMESA. Asimismo, la Emisora recibe importantes flujos de efectivo de CAMMESA en relación con el FONINVENEM y programas similares. Los pagos que la Emisora recibe de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras de energía eléctrica, y subsidios del gobierno argentino.

En relación con el Acuerdo de CVO, con efectos a partir del 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial de CVO en el MEM, como ciclo combinado, de la central térmica Central Vuelta de Obligado, confiriendo a la Emisora el derecho a recibir el cobro de los créditos por ventas en virtud del Acuerdo de CVO. A efectos de poder comenzar a percibir los cobros, el Fideicomiso CVO y CAMMESA debían celebrar un PPA, en virtud del cual el Fideicomiso CVO consumiría las ventas de energía y, por consiguiente, recibiría los fondos para saldar los créditos por ventas.

El PPA se celebró con fecha 7 de febrero 2019, con efectos retroactivos al 20 de marzo de 2018.

Así pues, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra plenamente vigente.

En junio y julio de 2019, Central Puerto cobró Ps. 2.562 millones, en términos nominales (aproximadamente U\$S 58,41 millones al tipo de cambio de la Comunicación A 3500 según la cotización del Banco Central a la fecha de pago) y Ps. 825 millones en términos nominales (aproximadamente U\$S 19,70 millones al tipo de cambio de la Comunicación A 3500 según la cotización del Banco Central a la fecha de pago), en ambos casos con IVA incluido, en concepto de las cuotas correspondientes al período marzo-diciembre de 2018 del Acuerdo de CVO.

En 2019, la Compañía cobró Ps. 8.450 millones en créditos de CVO (incluyendo las cuotas 1 a 10) medidos en montos corrientes al 31 de diciembre de 2019. Las cuotas subsiguientes (a partir de la cuota 11) han sido cobradas en sus respectivas fechas de vencimiento.

La Compañía también recibe pagos bajo contratos en el mercado a término con CAMMESA y créditos por ventas FONI, que están denominados en dólares estadounidenses, y se convierten a pesos argentinos al tipo de cambio vigente el día anterior a la fecha de vencimiento de dicha operación mensual o cuota.

En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias y los largos períodos de congelamiento de tarifas del sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y la viabilidad económica de las empresas prestadoras de servicios eléctricos, ciertos actores del MEM incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago asumidas con los generadores de energía eléctrica, incluida la Emisora. Debido a los pagos fuera de término que CAMMESA recibió de otros actores del MEM, la Emisora también experimentó demoras en los pagos que recibía en virtud de Energía Base, recibiendo pagos de CAMMESA dentro de, aproximadamente, los 90 días de la finalización del mes en vez de los 42 días exigidos a partir de la fecha de facturación. Dichos pagos fuera de término derivaron en mayores requerimientos de capital de trabajo que la Emisora habitualmente cubría con sus propias fuentes de financiamiento. Desde septiembre de 2016 hasta noviembre de 2017, CAMMESA ha realizado pagos en término, y desde entonces, hubo períodos en los que CAMMESA experimentó demoras en el pago. Por ejemplo, para la operación mensual asociada a Energía Base y PPA térmicos de diciembre de 2019, con fecha de vencimiento 12 de febrero de 2020, la Emisora cobró 20,40% el 28 de febrero de 2020, 45,26% el 11 de marzo de 2020, 11,56% el 19 de marzo de 2020, 12,47% el 27 de marzo de 2020 y el resto el 8 de abril de 2020. Por estas demoras, la Compañía recibió intereses de CAMMESA. Los pagos asociados a los PPA bajo el Marco Regulatorio Renovar no han sufrido demoras. CAMMESA podría verse nuevamente imposibilitada de efectuar pagos en término o totales a las empresas generadoras tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición, lo que podría afectar de manera sustancial y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En el corto plazo, debido a la crisis por la pandemia del COVID-19, la Compañía prevé que continuará experimentando demoras en ciertos pagos de CAMMESA.

El incremento en las tarifas podría afectar la demanda de energía eléctrica, lo cual podría derivar en que las compañías de generación, como es el caso de la Emisora, registren una disminución de sus ingresos

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica en Argentina se redujo. Esta reducción se debió a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar sus facturas de energía eléctrica. Durante los años posteriores a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,86% entre los años 2002 y 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debió a la reducción de los costos como resultado de ciertos subsidios a la energía, el congelamiento de los márgenes y la eliminación de las disposiciones de ajustes por inflación en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el gobierno argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de energía eléctrica que estén por lo menos un 10% por debajo del consumo registrado el mismo mes del año anterior. Estas medidas podrían haber provocado una reducción en la demanda de energía en Argentina. La demanda de electricidad disminuyó 2,3% en 2016, aumentó 2,7% en 2017 y disminuyó 2,5% y 2,16% en 2018 y 2019, respectivamente. La Emisora no puede determinar, a la fecha de este Prospecto, si dichas medidas tendrán mayores efectos sobre sus ingresos. 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 a los consumidores) puede resultar en una disminución en la demanda de la energía generada por la Emisora. Como consecuencia, cualquier efecto significativo adverso en la demanda de energía eléctrica podría llevar a que las compañías de generación, como es el caso de la Emisora, registren una disminución en los ingresos y resultados de las operaciones en comparación con los que se prevén actualmente.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas

La energía que los generadores pueden entregar al sistema de transporte para su posterior entrega al sistema de distribución depende en todo momento de la capacidad de los sistemas de transporte y distribución con los que se conectan. En el pasado, los sistemas de transporte y distribución operaban a capacidad casi completa y tanto las empresas de transporte como de distribución no podían garantizar un aumento del abastecimiento de energía eléctrica a sus clientes. En los últimos años, el aumento de la demanda de energía eléctrica ocasionó cortes de luz en Buenos Aires y otras ciudades argentinas, con la consecuente capacidad excedente para los generadores. Como resultado de ello, se generó una cantidad de energía hidroeléctrica y termoeléctrica mayor que la que los sistemas de transporte y distribución pueden transportar o distribuir. Cualquier limitación en el transporte o la distribución para los generadores puede reducir la energía vendida, afectando de manera adversa la situación financiera de la Emisora.

El equipamiento, las instalaciones y las operaciones de la Emisora se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, seguridad e higiene

Las actividades de generación de la Emisora se encuentran sujetas a legislación nacional 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 Emisora trabaja cumpliendo con la legislación vigente y las directivas impartidas por las autoridades competentes y CAMMESA; sin embargo, es posible que la Emisora se encuentre sujeta a controles que podrían derivar en la imposición de sanciones, tales como la revocación del Contrato de Concesión HPDA. Asimismo, es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Emisora realizar inversiones a fin de cumplir con los requisitos exigidos por las autoridades, en vez de realizar otras inversiones programadas, afectando así de manera adversa y significativa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

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

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Emisora, 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 informática, emisiones al aire o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos y otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían hacer pasible a la Emisora de multas y penalidades, causando un efecto adverso significativo sobre sus resultados financieros.

Un ciberataque podría afectar negativamente los negocios, el balance, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora

La Emisora depende de la operación eficiente e ininterrumpida de sus sistemas de comunicación entre plantas, para lo cual todas sus conexiones son redundantes, brindando mayor seguridad y minimizando los riesgos de salidas de servicio. Asimismo, la Emisora posee conexiones redundantes con CAMMESA. Las fallas de larga duración en los sistemas de comunicación entre plantas de la Emisora, entre ellos sus conexiones redundantes, podrían tener un efecto significativo adverso en sus operaciones. En general, los

riesgos de seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de tecnologías nuevas y más sofisticadas, y también debido a ciberataques. Como parte del desarrollo e iniciativas de la Emisora, se han conectado más equipos y sistemas a Internet. La Emisora también depende de la tecnología digital, entre ella, de sistemas informáticos para procesar la información financiera y operativa. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y sus negocios, y la mayor accesibilidad que permite la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un mayor riesgo de ciberataques, tales como ingresos no autorizados a computadoras, *phishing*, robo de identidad y otras alteraciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información almacenada y transmitida a través de los sistemas de computación de la Emisora y su infraestructura de red. En caso de un ciberataque, la Emisora podría experimentar una interrupción en sus operaciones comerciales, severos daños y pérdida de información de clientes, una pérdida de ingresos significativa, sufriendo costos de respuesta y otras pérdidas económicas, y podría estar sujeta a mayor regulación y litigiosidad, así como a daños en su reputación. Si bien la Emisora prevé continuar implementando dispositivos tecnológicos de seguridad y establecer procedimientos operativos para prevenir alteraciones resultantes de incidentes de ciberseguridad, y contrarrestar sus efectos negativos, es posible que no todos los sistemas actuales y futuros de la Emisora sean o puedan estar totalmente libres de vulnerabilidad, y que estas medidas de seguridad no sean exitosas. En consecuencia, la ciberseguridad es un gran riesgo para la Emisora, y un ciberataque podría afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

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

Las unidades de generación de energía eléctrica de la Emisora 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 Emisora de generar energía eléctrica. Por ejemplo, algunos de los turbogrupos del Complejo Puerto de la Emisora, incluidos los generadores 5, 6, 7 y 8, comenzaron a funcionar en la década del sesenta y, por lo tanto, datan de más de cincuenta años atrás. Debido a su antigüedad, estos generadores presentan un mayor riesgo de sufrir averías mecánicas o eléctricas. La planta de ciclo combinado de la Emisora ubicada en Complejo Puerto ha sufrido fallas mayores en el pasado, por ejemplo en el rotor de una de las principales turbinas de gas y en el generador. Una falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Emisora podría afectar adversamente su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Riesgos a los que podría verse expuesto el negocio de la Emisora como consecuencia del cambio tecnológico en el mercado energético

El mercado energético está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de energía, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología “power-to-gas”) y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución. En lo que respecta a la demanda, el surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de energía a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de emisiones de CO₂, o bien de la generación de energía descentralizada (por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales).

Si la actividad comercial de la Emisora no logra reaccionar ante los cambios generados por los nuevos avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado, su situación financiera y patrimonial, sus resultados, su funcionamiento y su negocio podrían verse afectados adversa y significativamente.

La Emisora podría tener que enfrentar competencia

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Emisora. Véase “*Información sobre la Emisora*”. 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 en forma adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora compite con otras empresas de generación por los megawatt de capacidad que se asignan mediante procesos de licitación pública. El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y adjudicó 1.108,65 MW, lo que incluyó un proyecto de biomasa, doce proyectos de energía eléctrica y cuatro

proyectos de energía solar, de los cuales la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 61,50 por MWh. El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, en virtud de la Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 adjudicó 1.281,5 MW, lo que incluyó 10 proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. De esta ronda, la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW de capacidad de generación a un precio de U\$S 59,38 por MWh. Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N° 257/17, que lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable. La Emisora presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitió sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

En virtud de la Resolución SEE N.º 287-E/17, la Secretaría de Energía Eléctrica lanzó una convocatoria para la presentación de propuestas para el suministro de energía eléctrica que se generará a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abiertas en unidades de ciclo combinado cerradas o la instalación de unidades de cogeneración. La Emisora presentó sus ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de setiembre de 2017 resultó adjudicataria de los dos proyectos de cogeneración. Los proyectos de la Emisora en la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo, cuentan con las dos fuentes de ingresos que se consignan a continuación: (i) ventas de potencia y energía eléctrica a CAMMESA a través de PPA por un plazo de 15 años cuyos precios se fijan en dólares estadounidenses; y (ii) ventas de vapor a través de contratos para el suministro de vapor separados con T6 Industrial S.A. e YPF, respectivamente, cuyos precios están fijados en dólares estadounidenses.

Asimismo, la Emisora ha adquirido cuatro turbinas de gas de gran potencia y alta eficiencia y un predio de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires. La Emisora considera que estos activos le permitirán contar con el potencial para desarrollar nueva capacidad de generación. Por ejemplo, la Emisora se encuentra actualmente instalando una de las turbinas de gas Siemens, con una capacidad de 286 MW, para el proyecto de cogeneración en la Terminal 6 San Lorenzo descrito anteriormente. El objetivo es desarrollar nueva capacidad de generación, a través de uno o más proyectos, empleando las tres unidades restantes y el predio antedicho para instalar nueva capacidad de generación, a través de uno o más proyectos. Ello sumaría 969 MW a la capacidad instalada de la Compañía a través de uno o más proyectos configurados como de ciclo simple. Debido a la competencia que existe entre las empresas de generación en estos procesos de licitación, la Emisora no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos y si podrá utilizar dichos activos del modo previsto.

La Emisora y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más energía eléctrica a la misma, impidiendo que la Emisora pueda entregar la energía eléctrica que produce a sus clientes. Por otra parte, el gobierno argentino (o cualquier otro entre que actúe en su nombre) 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 Emisora y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en sus negocios, situación financiera y resultado de sus operaciones.

El negocio de la Emisora está sujeto a los riesgos asociados a desastres naturales, catástrofes y ataques terroristas

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

Es posible que la Emisora esté sujeta al riesgo de expropiación u otros riesgos similares

Todos o prácticamente todos los activos de la Emisora están ubicados en Argentina. La Emisora se dedica a la generación de energía eléctrica y, por consiguiente, el gobierno puede considerar que su actividad y sus activos son un servicio público o son esenciales para el suministro de un servicio público. En este sentido, la actividad de la Emisora está sujeta a incertidumbres políticas, entre

ellas, la posibilidad de expropiación o nacionalización de sus negocios o activos, la pérdida de concesiones, la renegociación o revocación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

Si se produjera alguno de esos acontecimientos, la Emisora tendrá derecho a recibir una indemnización por la transferencia de sus activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser suficiente y, en tal caso, la Emisora se vería obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una indemnización adecuada. Los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados adversamente por el acaecimiento de cualquiera de estos hechos.

Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Emisora vende su electricidad pueden afectar su situación financiera y los resultados de las operaciones

Actualmente la Emisora vende su disponibilidad de capacidad y su electricidad de conformidad con diversos marcos regulatorios, incluyendo Energía Base y Energía Plus. Véase el “*Información sobre la Emisora—Clientes*” y el “*Información sobre la Emisora--El Sector Eléctrico Argentino*”.

El 16 de diciembre de 2016, el gobierno argentino declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. No es dable garantizar que el gobierno argentino no introducirá más cambios en los marcos regulatorios de Energía Base u otros marcos regulatorios en virtud de los cuales la Emisora vende su disponibilidad de potencia o electricidad incluyendo si dichos cambios o cambios futuros no tendrán un efecto negativo sobre los resultados de las operaciones. Es más, no es dable asegurar bajo qué marco regulatorio la Emisora podrá vender su capacidad de generación y su electricidad en el futuro.

El 1 de marzo de 2019, a través de la Resolución SRRyME N° 1/19, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución SEE N° 19/17. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Véase “*Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual*”.

Debido a la sanción de la Ley de Solidaridad, y a partir del 1 de febrero de 2020, la creación de un nuevo régimen de remuneración para Generadores Autorizados del Mercado Eléctrico Mayorista, que fija los precios del programa Energía Base en pesos argentinos (véase “*Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual*”), no es dable asegurar que la introducción de modificaciones en las leyes y las reglamentaciones aplicables en la actualidad o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no tendrán un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, algunas de las medidas propuestas por el nuevo gobierno también pueden generar oposición política y social que puede a su vez impedirle al nuevo gobierno adoptar las medidas que se proponen.

Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora

Los resultados de la Emisora dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica y obtenida de CAMMESA

A partir del dictado de la Resolución SE No. 95/2013 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificatorias, la remuneración de la Emisora ha dependido en gran medida en la remuneración variable determinada por la producción y disponibilidad de energía. Esta resolución fue reemplazada en febrero de 2017 por la Resolución SEE N° 19/17 de la Secretaría de Energía Eléctrica, que a su vez fue reemplazada por la Resolución N° 1/19 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda de la Nación (la “Resolución SRRyME N° 1/19”). Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Véase “*Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual*”.

A excepción de las ventas en virtud de contratos, los ingresos por producir energía se calculan y pagan a través de CAMMESA de acuerdo con un sistema de precios fijos y variables emergente de la Resolución 31/20, y se establecen en pesos argentinos. Véase “*Resultados de las Operaciones - Factores que afectan los resultados de las operaciones - Ingresos - Energía Base*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino*”. En los últimos tiempos, la Emisora no ha podido cobrar, o cobrar en término, pagos a CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico”. Las tarifas bajo el programa Energía Base habían sido incrementadas en febrero, mayo y noviembre de 2017 de acuerdo con la Resolución SEE N° 19/17. Sin embargo, el 1 de marzo de 2019, de acuerdo con la Resolución SRRyME N° 1/19, los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía

Base se redujeron. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. Véase *“Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual”*.

Como consecuencia de este sistema, los ingresos de la Emisora dependen en gran magnitud de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. La ausencia de incrementos tarifarios regulados por el gobierno argentino y/o las demoras en la implementación de tales incrementos en forma oportuna podrían tener un efecto significativo adverso en los ingresos y, por ende, en los resultados de las operaciones de la Emisora.

Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes.

En relación con los proyectos de la Compañía actualmente en construcción, tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el anterior Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N° 257/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, adjudicó 2.043 MW de capacidad de energía renovable. La Emisora presentó ofertas en la Ronda 2 del Programa RenovAR el 19 de octubre de 2017 y, el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica llamado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 88,20 MW a su cartera y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables. La fecha de habilitación comercial originalmente comprometida para esta planta estaba programada para mayo de 2020. Sin embargo, debido al efecto de la crisis del COVID-19, se estima que habrá demoras en la construcción de esta central. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora—El nuevo coronavirus podría tener un efecto adverso en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora”*.

Por otra parte, en virtud de la Resolución SEE N.º 287-E/17, la Secretaría de Energía Eléctrica lanzó una convocatoria para la presentación de propuestas para el suministro de energía eléctrica que se generará a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abiertas en unidades de ciclo combinado cerradas o la instalación de unidades de cogeneración. La Emisora presentó sus ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de setiembre de 2017 resultó adjudicataria de los dos proyectos de cogeneración. Los proyectos de la Emisora en la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo, cuentan con las dos fuentes de ingresos que se consignan a continuación: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA a través de PPA por un plazo de 15 años cuyos precios se fijan en dólares estadounidenses; y (ii) ventas de vapor a través de contratos para el suministro de vapor separados con T6 Industrial S.A. e YPF, respectivamente, cuyos precios también están fijados en dólares estadounidenses.

La fecha de habilitación comercial del proyecto en la Terminal 6 San Lorenzo estaba programada originalmente para el 22 de mayo de 2020. El 2 de septiembre de 2019, en virtud de la Resolución SRRYME 25/2019, las generadoras que tenían proyectos en construcción bajo la Resolución SEE N° 287-E/17 fueron invitadas a confirmar su fecha de habilitación estimada, que pasa a ser la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC). Si una generadora decidía informar una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida, no estaría sujeta a multas bajo los contratos PPA celebrados con CAMMESA a menos que la fecha de habilitación real fuera posterior a la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida.

En consecuencia, el 1 de octubre de 2019, la Compañía informó a CAMMESA que su Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida era el 1 de septiembre de 2020 para la Terminal 6 San Lorenzo, y el 18 de diciembre de 2019, CAMMESA y la Compañía celebraron una enmienda al PPA.

Sin embargo, debido al brote de COVID-19, la fecha de habilitación comercial para esta planta podría sufrir mayores demoras. Por ende, la Compañía envió una notificación a CAMMESA informando esta situación para evitar potenciales multas. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo—Factores de Riesgo Relacionados con las Actividades de la Emisora— El nuevo coronavirus podría tener un efecto adverso en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora”*.

En relación con los proyectos actualmente en desarrollo o nuevos proyectos potenciales, diversos factores pueden afectar, demorar o cancelar la finalización de los proyectos actualmente en desarrollo o los nuevos proyectos, a saber: a) los efectos del brote de COVID-19; b) la recesión económica de Argentina; c) la disminución en la demanda de electricidad; d) la falta de financiación disponible; y e) la reducción en los precios de la electricidad de las unidades generadoras bajo el programa Energía Base a partir de febrero de 2020 (Res. 31/30, entre otras).

En relación con los proyectos de la Compañía actualmente en desarrollo, en junio de 2019 Central Puerto resultó adjudicataria de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTBL 1/2018 para la adquisición de la Central Termoeléctrica Brigadier López perteneciente a IAESA (anteriormente, ENARSA). La Compañía adquirió la Central Termoeléctrica Brigadier López y asumió ciertos activos y pasivos asociados a dicha planta. ENARSA inició la construcción de la planta en 2010, y en 2012 se obtuvo la Fecha de Habilitación Comercial (COD) de la Turbina de Gas de ciclo abierto con una capacidad de 280,50 MW, completándose la primera etapa del proyecto. En la Licitación Pública N° CTBL 1/208, Central Puerto adquirió la planta con el objetivo de instalar la turbina

de vapor existente, que aportará una capacidad adicional de 140 MW en una configuración de ciclo combinado, alcanzando una capacidad total de 420 MW. Esta ampliación no tiene fecha de finalización comprometida. A la fecha de este Prospecto, debido a los factores antes mencionados, no se ha dado inicio a la ampliación de la planta. Los gastos de capital asociados a esta ampliación están estimados en U\$S 120 millones, y el plazo de construcción estimado es de 18 a 22 meses.

Asimismo, en agosto de 2018, Central Puerto adquirió el proyecto solar El Puesto, situado en la provincia de Catamarca. Este proyecto de energía solar está autorizado a vender hasta 12 MW de energía a compradores privados en el MATER. La fecha de habilitación comercial original comprometida para este proyecto es agosto de 2020. De acuerdo con lo dispuesto en la Resolución N° 281-E/17, que regula los proyectos en el MATER, Central Puerto ha otorgado a CAMMESA una caución de U\$S 250.000 por MW. La fecha de habilitación comercial comprometida puede ser prorrogada por CAMMESA por un plazo de hasta ciento ochenta (180) días si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) la prórroga se solicita al menos treinta (30) días antes del vencimiento del plazo original y se demuestra que ciento ochenta (180) días antes de dicho vencimiento el proyecto había alcanzado un avance de obra de al menos sesenta por ciento (60%), o
- b) cualquiera sea el avance de obra alcanzado, la prórroga se solicita antes del vencimiento del plazo y, junto con la solicitud, se paga a CAMMESA el equivalente en pesos a mil quinientos dólares estadounidenses por megawatt por cada treinta (30) días de prórroga solicitada. La solicitud y el pago pueden realizarse cada treinta (30) días y por cada treinta (30) días de prórroga solicitados, por un máximo de ciento ochenta (180) días de prórroga:
- c) en los casos previstos en los puntos a) y b) anteriores, con la primera solicitud de prórroga, se incrementa la caución en U\$S 62.500 por megawatt.

Antes del vencimiento de la prórroga de hasta ciento ochenta (180) días previamente establecido, los titulares de proyectos pueden solicitar una prórroga adicional a CAMMESA, por un período de hasta trescientos sesenta (360) días, cualquiera sea el avance de obra alcanzado. Junto con la solicitud, deben pagar a CAMMESA el equivalente en pesos a cuatro mil quinientos dólares estadounidenses (U\$S 4.500) por megawatt por cada treinta (30) días de prórroga solicitados. La solicitud y el pago pueden realizarse cada treinta (30) días y por el período de prórroga solicitado, por un máximo de trescientos sesenta (360) días de prórroga.

Si Central Puerto no alcanza la fecha de habilitación comercial comprometida, incluidas las prórrogas que pueda haber solicitado Central Puerto, la Compañía podrá estar sujeta a multas. Sin embargo, a la fecha de este Prospecto, debido a los factores antes mencionados, no se han iniciado las obras. En este sentido, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), que agrupa a todas las generadoras de electricidad del país, y la Cámara Eólica Argentina, que agrupa a las generadoras eólicas, de las cuales Central Puerto es miembro en ambos casos, han notificado formalmente a CAMMESA las consecuencias que la Cuarentena y el resto de las medidas para contener la crisis por la pandemia del COVID-19 tienen y podrían tener en los proyectos en construcción y solicitaron que tales circunstancias sean tomadas en cuenta en términos del cronograma de cada proyecto, para evitar multas debido a las circunstancias extraordinarias. No es posible asegurar que tales multas podrán ser efectivamente evitadas. Los gastos de capital estimados para este proyecto son de U\$S 12 millones, y se estima que la construcción demandará entre 10 y 14 meses.

Finalmente, en términos de nuevos proyectos potenciales, la Compañía ha adquirido tres turbinas de gas de gran potencia y alta eficiencia, y un predio de 130 hectáreas en el norte de la provincia de Buenos Aires para el desarrollo de nuevos proyectos de capacidad. Debido a las circunstancias antes mencionadas, no es posible predecir si la Compañía podrá utilizar estos activos en la forma prevista.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de la capacidad ampliada de la Emisora en sus centrales eléctricas existentes o nuevas, podrían generar un incremento en sus necesidades financieras y también provocar que los retornos financieros de sus nuevas inversiones sean inferiores a los esperados, con el consiguiente efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Por otra parte, las demoras en el inicio de las operaciones de las tres turbinas de gas adquiridas han afectado negativamente su recuperabilidad estimada. Véase *“Resultados de las Operaciones—Políticas Contables Significativas—Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipos”*.

Entre los factores que pueden incidir en la capacidad de la Emisora de poner en funcionamiento centrales eléctricas existentes, ampliar su capacidad de generación o de construir nuevas centrales eléctricas se incluyen: (i) la omisión de los contratistas de finalizar la construcción o poner en funcionamiento las plantas o instalaciones auxiliares en las fechas acordadas o dentro del presupuesto establecido; (ii) demoras inesperadas de terceros, por ejemplo, distribuidores de gas o energía eléctrica, en entregar o aceptar hitos del proyecto en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria vinculada con la actividad de generación de la Emisora; (iii) la demora u omisión de los proveedores de turbinas de abastecer turbinas plenamente operativas de manera oportuna; (iv) dificultades o demoras para obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para la Emisora o imposibilidad de obtener dicho financiamiento; (v) demoras en obtener autorizaciones regulatorias, incluso permisos ambientales; (vi) fallos judiciales contra

autorizaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos en los precios de equipos reflejados a través de órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientalistas y étnicos, locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios desfavorables en el entorno político y regulatorio de Argentina; (xi) problemas de ingeniería, ambientales y geológicos inesperados; (xii) condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes u otros acontecimientos imprevistos; y (xiii) la crisis por la pandemia del COVID-19 (Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina*”, y en particular “*El nuevo coronavirus podría tener un efecto negativo en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora*”, que describe el potencial impacto del COVID-19 sobre algunos de nuestros proyectos). Los excedentes de costos podrían ser significativos. Por otra parte, cualquiera de estos factores podría demorar la finalización de la ampliación de capacidad en las centrales eléctricas existentes o la construcción de la nueva central eléctrica de la Emisora, con el consiguiente efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y resultado de las operaciones. Estas demoras también podrían dar como resultado la imposición de sanciones a corto plazo por parte de CAMMESA y, en casos extremos, sanciones por la duración del contrato.

Las actividades pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento permanente 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 permanente necesario para mantener la generación de energía y el desempeño operativo de la Emisora, como también para mejorar las capacidades de sus plantas de generación eléctrica. Por otra parte, también se requerirá de inversiones en bienes de capital para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Emisora. Si la Emisora no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación financiera y resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Emisora podría verse limitada por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para sociedades argentinas. Véase “*Riesgos relacionados con Argentina—La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su posibilidad de implementar reformas y sostener el crecimiento económico, y podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora*”.

La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Emisora

El Contrato de Concesión HPDA firmado entre la Emisora y el gobierno argentino por medio del cual la Emisora opera la central Piedra del Águila vence el 29 de diciembre de 2023 y no contempla una renovación automática. Dicha central tiene una capacidad instalada total de 1.440 MW y representó aproximadamente un 26,40% de su generación de electricidad total, y 12,34% de sus ingresos totales en 2019 (o 17,72% excluyendo ingresos relacionados con combustible auto-suministrado bajo la Resolución 70/18). La Emisora se encuentra abocada a renovar el Contrato de Concesión HPDA antes de su vencimiento. En caso de que el Contrato de Concesión HPDA venza sin renovarse, la Emisora deberá devolver los activos al gobierno argentino. Asimismo, el Contrato de Concesión HPDA contiene diversos requisitos referidos a la operación del complejo hidroeléctrico y el cumplimiento de leyes y reglamentaciones. La violación del Contrato de Concesión HPDA podría dar origen a ciertas multas y en algunos casos a la rescisión de la concesión. Si la concesión fuera rescindida, le sería otorgada a una nueva sociedad creada por el gobierno argentino y se llevaría a cabo una oferta pública de adquisición para la venta de las acciones de la nueva sociedad. El producto que la Emisora recibiría de esa oferta pública de adquisición se calculará en función de una fórmula en virtud de la cual el producto de la subasta disminuye en relación directa a la proximidad del vencimiento del plazo de la concesión. La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar de manera significativamente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía una participación del 30,8752% en TJSM y una participación del 30,9464% en TMB, encontrándose ambas sociedades dedicadas a gestionar la compra de equipos y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINMEM. La Emisora tiene derecho a nombrar dos de los nueve directores de cada sociedad. A la fecha de este Prospecto, la Emisora también ostenta una participación del 56,19% de CVOSA, la Emisora que opera la central térmica de Timbúes.

Una vez transcurridos diez años de operaciones, cada sociedad tiene derecho a recibir derechos de propiedad en esas centrales eléctricas de parte de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente. En ese momento, finaliza la duración de dichos fideicomisos y el gobierno argentino, que financió parte de la construcción, debe ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. Como consecuencia de ello, las participaciones de la Compañía en el capital de TJSM y TMB se verán significativamente diluidas. En el caso de TMB y TJSM, el plazo de diez años finalizó el 7 de enero de 2020 y el 2 de febrero de 2020, respectivamente. A partir de esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas realizaron todos los actos necesarios para permitir que el gobierno argentino reciba las acciones correspondientes a la participación en TJSM y TMB que el gobierno argentino

tiene derecho a recibir en virtud de sus aportes. Las restricciones impuestas por el gobierno argentino desde el 20 de marzo de 2020 para controlar el brote de COVID-19 tornaron imposible la realización de dichos actos dentro del plazo de 90 días. En consecuencia, TJSM y TMB invocaron tales circunstancias como un supuesto de fuerza mayor y pospusieron las gestiones hasta mayo de 2020.

El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino envió una notificación a la Compañía indicando que, de acuerdo con el Contrato con FONINMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los actos necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas compañías, reclamando, en cada caso, las siguientes participaciones de capital: 65,006% en TMB y 68,826% en TJSM.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás compañías generadoras accionistas de TJSM y TM, respondieron a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes realizados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Contrato con FONINMEM que otorgaban derecho a reclamarlas. El 4 de marzo de 2020, el gobierno argentino reiteró su reclamo previo a la Compañía.

A la fecha de este Prospecto, Central Puerto está evaluando los pasos a seguir, y en consecuencia, no es posible estimar con exactitud la posible dilución de sus participaciones en TJSM y TMB.

En el caso de CVOSA, la participación del gobierno argentino será de al menos el 70% en virtud de los acuerdos FONINMEM para CVOSA. La eventual dilución de la participación de la Emisora en TJSM, TMB o CVOSA podría reducir sus ganancias derivadas de estas centrales energéticas y, por consiguiente, afectar adversamente el resultado de sus operaciones. Véase *“Información sobre la Emisora–FONINMEM y Programas Similares”*.

Las variaciones futuras en la cantidad de precipitaciones en la cuenca del Río Limay pueden afectar adversamente los ingresos provenientes de la concesión de Piedra del Águila y, por ende, los resultados financieros de la Emisora

Como toda represa hidroeléctrica, Piedra del Águila depende de la disponibilidad de recursos hídricos en la cuenca del Río Limay para generar energía eléctrica, lo que a su vez depende de la cantidad de precipitaciones que se produzcan en la zona. En 1996, 2007 y 2012, y en particular en 1998, 1999 y 2016, el área experimentó una caída récord de precipitaciones. La falta de agua produjo una menor generación de energía eléctrica y, por lo tanto, menores ingresos. Sin embargo, la cantidad de precipitaciones y en virtud de ello la generación eléctrica, fue significativamente mayor al promedio durante 1995, 2001, 2002, 2005 y 2006. Para mayor información respecto de la estacionalidad de Piedra del Águila, véase *“Información sobre la Emisora – Estacionalidad”*.

Si se dieran niveles de agua excesivamente bajos, la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, a cargo de la administración de la cuenca de los ríos Limay, Neuquén y Negro, está facultada a administrar los caudales de agua de acuerdo con sus normas de control de caudales, lo que podría derivar en menores recursos hídricos para la Emisora y ello, a su vez, en una disminución de las actividades de generación. Asimismo, de conformidad con el Contrato de Concesión HPDA, la Emisora no tiene derecho a recibir una indemnización por pérdida de ingresos como consecuencia de dichas medidas.

El caudal de la cuenca del Río Limay podría resultar insuficiente para mantener el nivel regular de generación de Piedra del Águila y la autoridad de aplicación podría implementar medidas perjudiciales para Piedra del Águila y, por ende, para la Emisora, lo que podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas y climáticas asociadas adecuadas

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular, las condiciones eólicas que pueden variar materialmente dependiendo de los puntos geográficos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones eólicas en los sitios donde se ubican los parques eólicos son resultado de las fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de viento y, en el largo plazo, como consecuencia de cambios y virajes climáticos más generales. Dado que las turbinas sólo funcionan cuando las velocidades de los vientos caen dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo y el fabricante de las turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de dichos rangos o se ubican en los extremos inferiores de los mismos, la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora sufriría una disminución.

Si en el futuro el recurso eólico de las áreas en las que se ubican los parques eólicos de la Emisora fueran inferiores a los esperados, la producción de electricidad en dichos parques eólicos sería inferior a lo esperado y en consecuencia los resultados de las operaciones de la Emisora podrían sufrir un efecto adverso.

Los seguros contratados por la Emisora podrían no cubrir plenamente los daños y la Emisora podría no ser capaz de obtener seguros contra ciertos riesgos

La Emisora mantiene pólizas de seguro destinadas a mitigar siniestros causados por riesgos habituales. Estas pólizas brindan

cobertura para sus activos contra daños materiales, pérdida de ingresos y asimismo responsabilidad frente a terceros. No obstante, la Emisora podría carecer de seguros suficientes para cubrir cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, como por ejemplo un riesgo de ciberseguridad, la Emisora podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre sus operaciones y situación financiera. Asimismo, la insuficiencia de las pólizas de seguro contratadas por la Emisora podría tener un efecto adverso sobre ésta. Si ello sucediera, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados de manera adversa. Véase “*Información sobre la Emisora – Seguros*”.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos tales como combustibles lo que podría derivar en potenciales daños a las instalaciones y personal de la Emisora

Si bien la Emisora cumple con todas las normas y mejores prácticas aplicables en materia de seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Emisora podría tener consecuencias ambientales perjudiciales y podría dañar las instalaciones industriales y el personal de la Emisora.

Un daño estructural en la presa o en cualquier otra estructura de las centrales hidroeléctricas de las Compañía podría comprometer su capacidad de generación eléctrica. Las limitaciones a la generación como consecuencia de daños estructurales podrían afectar seriamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

En el curso habitual de los negocios, la Emisora celebra contratos con CAMMESA y otras partes. Los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan pueden ser excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad de la Emisora de llevar a cabo sus operaciones, como también en su situación financiera y en el resultado de sus operaciones.

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

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementar sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden tener un efecto adverso significativo en la demanda de energía y, por ende, en el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Emisora (puntualmente, las ventas generadas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, el cual depende de la demanda y no de la capacidad comprometida por contrato).

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

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

Por ejemplo, en 2015, la Emisora adquirió: (i) una participación directa e indirecta equivalente al 24,99% del paquete accionario de DGCU, y (ii) una participación directa e indirecta equivalente al 44,10% del paquete accionario de DGCE, las cuales operan en una industria altamente regulada. Luego de la Fusión entre IGCE, IGCU, RPBC y MAGNA (véase “*Fusión entre IGCE, IGCU, RPBC y MAGNA*”) a la fecha de este Prospecto, la Compañía posee una participación del 42,31% en IGCE, la sociedad controlante de DGCU y DGCE. IGCE posee una participación del 51,00% en DGCU y, en consecuencia, la Compañía posee indirectamente una participación del 21,5781% en DGCU. A la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene una participación del 42,31% en IGCE y una participación directa del 17,20% en DGCE. En consecuencia, la Compañía posee, directa e indirectamente, una participación del 40,593199% en DGCE.

Los resultados de las operaciones de dichas compañías dependen del marco regulatorio aplicable y de la interpretación y aplicación de dicho marco por el ENARGAS, el organismo estatal creado para regular a las empresas de transporte y distribución de gas natural privatizadas. Las licencias de estas empresas están sujetas a revocación en ciertas circunstancias. De ocurrir alguno de estos hechos, podría tener un efecto adverso y significativo para las mismas y, por ende, para la Emisora. En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Emisora 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) dificultades en obtener la financiación necesaria y alcanzar exitosamente el cierre financiero requerido; o (v) pasivos contingentes o de otro tipo imprevistos o reclamos que pudieran derivarse de dichas operaciones. Si alguno de estos riesgos se materializara, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

La Ley de Defensa de la Competencia establece que las operaciones que involucren la adquisición, transferencia o control de los activos de otra empresa estarán sujetas a la previa aprobación y consentimiento de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) en los casos en que: (i) la suma del volumen de negocios total de las empresas afectadas, durante el último ejercicio, supere en el país la suma de Ps. 200.000.000; y (ii) el monto de la operación o el valor de los activos transferidos situados en el país supere la suma de Ps. 20.000.000.

La CNDC determinará si una adquisición supeditada a su aprobación previa afecta negativamente la competencia en los mercados en los que se desenvuelve la Emisora, o si esa adquisición afecta negativamente a los consumidores de esos mercados. Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no contempla intervenir en ninguna operación de concentración económica, si la CNDC llegase a rechazar alguna concentración económica, o tomase alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de desempeño a la Emisora, como parte del proceso de aprobación de una eventual concentración económica, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados adversamente, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

La Emisora depende de su personal directivo y otros empleados claves para su desempeño actual y futuro

El desempeño actual y futuro de la Emisora depende significativamente de su equipo directivo calificado y de su capacidad de atraer y retener a dichos directivos calificados. Las futuras operaciones de la Emisora pueden verse afectadas si cualquiera de los altos directivos o empleados claves dejara de trabajar para la Emisora. La competencia por atraer a altos directivos es intensa, al tiempo que la Emisora podría verse impedida de retener a su personal o de atraer personal calificado. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes tengan que desviar atención inmediata y substancial al cumplimiento de las tareas del directivo saliente y buscar un remplazo. Cualquier impedimento para conseguir reemplazo en posiciones directivas en su debido momento puede afectar la capacidad de la Emisora de implementar su estrategia comercial, afectando a su vez el negocio y el resultado de las operaciones.

La Emisora podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores

A pesar de que la Emisora mantiene relaciones estables con sus trabajadores, ha experimentado en el pasado ceses de tareas organizados y paros laborales y podría experimentar tales ceses o paros laborales en el futuro. Los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en Argentina y, en el pasado, empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionado daños a las instalaciones de distintas compañías del sector. Adicionalmente, la Emisora no mantiene una cobertura de seguro por lucro cesante derivado de interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones.

Por otra parte, el gobierno argentino ha sancionado leyes y reglamentaciones que exigen a las empresas del sector privado mantener ciertos niveles de salarios y brindar beneficios adicionales a sus empleados. El 13 de diciembre de 2019, el gobierno de Fernández declaró una emergencia laboral por un plazo de 180 días. En este contexto, durante el período de emergencia laboral, los pagos de indemnizaciones por despido sin causa son el doble de los montos previstos en el código laboral por tal concepto en circunstancias normales.

La Emisora está sujeta a la normativa en materia de lucha contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de a otras leyes y reglamentaciones

La Emisora está sujeta a las leyes contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones. La Emisora podría ser objeto de investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por supuestos incumplimientos de dicha normativa. Si bien la Emisora implementa procesos de cumplimiento y mantiene sistemas de control interno, los citados procedimientos podrían dar lugar a multas u otras responsabilidades y tener un importante efecto adverso sobre la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora. Si alguna de esas subsidiarias, empleados u otros terceros intervienen en prácticas fraudulentas o corruptas u otras prácticas comerciales desleales, o bien infringen la normativa o los controles internos aplicables, la Emisora podría quedar sujeta a una o más medidas tomadas por la autoridad de aplicación, o bien podría determinarse que la Emisora ha incurrido en incumplimiento de dichas leyes, lo cual podría dar lugar a penalidades, multas y sanciones y, a su vez, afectar negativamente la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de la Emisora de generar electricidad en sus plantas de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido.

El abastecimiento y el precio del gas natural y del combustible líquido empleado en las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora se encontraron en el pasado, y pueden encontrarse en el futuro, afectados por, entre otras cosas, la disponibilidad de gas natural y de combustible líquido en Argentina a raíz de la escasez actual del abastecimiento de gas natural, especialmente en invierno, y la disminución de las reservas en Argentina. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas en Argentina llegaron a un estadio de madurez, y debido al entorno económico actual, no fueron objeto de inversiones ni de actividades de desarrollo y exploración significativas y por lo tanto es probable que las reservas se agoten.

En virtud de la Resolución N.º 95/2013, según fuera modificada, CAMMESA está a cargo de gestionar y proveer todos los combustibles necesarios para la operación de las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora. Si en el futuro la Emisora se viera ante la necesidad de comprar su propio gas natural o combustible líquido a terceros, la Emisora no podrá garantizar que podrá comprar gas natural o combustible líquido a precios que son totalmente reembolsables por CAMMESA y, aún en el caso de que CAMMESA aceptara reembolsar a la Emisora por dichos montos, el momento en que se produzcan dichos reembolsos puede ser incierto. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluye establecimientos para barcazas, caminos y gasoductos para el transporte de gas natural) disponible para que esté al servicio de las instalaciones de generación. En consecuencia, las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora están sujetas a los riesgos de interrupciones o disminuciones en la cadena de suministro de combustible e infraestructura. Cualquiera de dichas interrupciones o disminuciones puede derivar en la indisponibilidad o en un aumento de los precios del gas natural o del combustible líquido. Es más, si en el futuro se le solicitara a la Emisora adquirir su propio gas natural o combustible líquido de terceros a precios que no son totalmente reembolsables por CAMMESA, dicha situación puede tener un efecto adverso sustancial sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La Resolución N.º 70/2018 permitió a las generadoras comprar combustible en el mercado abierto. Sin embargo, desde la sanción de la Resolución N.º 12/2019, se restableció la vigencia del artículo 8 de la Resolución N.º 95/2013 y del artículo 4 de la Resolución N.º 529/2014, centralizando las compras de combustible a través de CAMMESA.

La Emisora podría verse afectada por cambios en las prácticas de reporte de la LIBOR o en el método de determinación de la LIBOR.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora contaba con créditos por ventas bajo el Acuerdo con CVO por U\$S 459,68 millones (incluyendo IVA), con más los intereses devengados con posterioridad a la Habilitación Comercial de CVO, que fueron indexados según la Tasa Interbancaria Ofrecida en Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés). Asimismo, al 31 de diciembre de 2019, la Compañía tenía los siguientes préstamos vigentes con fechas de vencimiento posteriores a 2021 indexados por la LIBOR:

- Préstamo de Kreditanstalt für Wiederaufbau (“KfW”) por U\$S 45,52 millones;
- Préstamo a CP Achiras y CP La Castellana -- Facilidades de CII-IFC por U\$S 139,82 millones;
- Préstamo a Vientos La Genoveva S.A.U. del IFC por U\$S 74,33 millones;
- Préstamos de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CPR Energy Solutions S.A.U. (parque eólico La Castellana II) por U\$S 12,40 millones;
- Préstamo de Banco Galicia y Buenos Aires S.A. a la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. por U\$S 37,45 millones;
- y
- Contrato de Fideicomiso Financiero de Brigadier López (tal como se define a continuación) por U\$S 128,80 millones.

En un anuncio realizado el 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (FCA, por sus siglas en inglés) que es la autoridad competente para la regulación de patrones de referencia en el Reino Unido, apoyó una transición de la LIBOR hacia tasas de referencia alternativas, y declaró que dejaría de persuadir u obligar a los bancos a presentar tasas para el cálculo de las tasas LIBOR a partir del 2021 (el “Anuncio de la FCA”). El Anuncio de la FCA formó parte de un conjunto de esfuerzos globales para reformar la LIBOR y otras tasas de interés de referencia importantes. A la fecha, la naturaleza y marco temporal general del apartamiento de la LIBOR es incierta, y no existe consenso sobre la tasa o tasas que puedan ser aceptadas como alternativas a la LIBOR. El 25 de marzo de 2020, la FCA declaró que si bien no se ha modificado la presunción central de que las entidades no pueden basarse en la LIBOR publicada después del final de 2021, el reciente brote de COVID-19 ha repercutido en el cronograma de ciertos hitos de transición.

No es posible predecir cuál será el efecto adicional de las normas de la FCA, los cambios en los métodos de determinación de la LIBOR o las ulteriores reformas a la LIBOR que puedan ser introducidas en el Reino Unido, la Unión Europea u otros países. Tales acontecimientos podrían hacer que la LIBOR evolucione de forma diferente que en el pasado, o deje de existir. No es posible predecir si la crisis mundial por el COVID-19 tendrá mayores efectos en los planes de transición de la LIBOR. Asimismo, cualesquiera otros cambios legales o regulatorios que puedan ser realizados por la FCA, ICE Benchmark Administration Limited, el Instituto de Mercados Monetarios Europeo (anteriormente Euribor-EBF), la Comisión Europea o cualquier otro ente de gobierno o de

fiscalización sucesor, o los futuros cambios que puedan ser adoptados por dicho ente en el método de determinación de la LIBOR o el apartamiento de la LIBOR hacia un patrón de referencia sucesor, podrían resultar, entre otras cosas, en un aumento o reducción abruptos o prolongados de la LIBOR, una demora en la publicación de la LIBOR, y cambios en las reglas o metodologías en la LIBOR, que podrían desalentar a los participantes del mercado a seguir administrando o participando en la determinación de la LIBOR, y en ciertas situaciones, podrían hacer que la LIBOR deje de ser determinada y publicada. Si la tasa LIBOR en Dólares Estadounidenses publicada deja de estar disponible a partir de 2021, las tasas de interés sobre la deuda de la Emisora que se indexa según la LIBOR se determinarían empleando diversos métodos alternativos, cualquiera de los cuales podría dar lugar a obligaciones por intereses mayores o no conmensurables en el tiempo con los pagos que se hubieran realizado respecto de dicha deuda de haber estado disponible la LIBOR en Dólares Estadounidenses en su forma actual. Asimismo, los mismos costos y riesgos que pueden derivar en la discontinuación o indisponibilidad de la LIBOR en Dólares Estadounidenses pueden hacer que la determinación de uno o más métodos alternativos resulte imposible o inviable. Asimismo, la Compañía podría verse negativamente afectada o podría tener que renegociar los términos de su contrato de préstamo para reemplazar la LIBOR por el nuevo estándar que se fije, en su caso, o acordar con los fiduciarios o agentes de tales líneas de crédito o instrumentos un nuevo método para el cálculo de intereses. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podría tener un efecto adverso significativo sobre los costos de financiación de la Emisora o en la valuación de los créditos por ventas bajo el Acuerdo con CVO.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas al pago del endeudamiento garantizado de la Emisora

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las Obligaciones Negociables tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda la demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial (incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales) y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio pertinente, las Obligaciones Negociables contendrán una cláusula que prohíba que incurramos en endeudamiento adicional, y contendrá excepciones significativas a la restricción sobre la posibilidad de la Emisora de incurrir en deuda garantizada. Si la Emisora se declarara en quiebra o fuera liquidada, 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 las Obligaciones Negociables.

La Emisora también podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas en el marco del Programa. 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, según describa el respectivo Suplemento de Precio.

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

Cada clase de Obligaciones Negociables emitida conforme al Programa constituirá una nueva emisión de Obligaciones Negociables para la que puede no haber un mercado de negociación establecido. La Emisora puede solicitar que las Obligaciones Negociables de una clase sean admitidas en diferentes bolsas o mercados, pero no puede garantizar que, de ser efectuadas, esas solicitudes serán aprobadas. Además, también puede suceder que la Emisora decida no listar las obligaciones de una clase en ninguna bolsa ni sistema de negociación. Es más, aún en el caso de que pueda obtenerse un listado respecto de una emisión de Obligaciones Negociables, la Emisora no puede brindar garantías acerca de su liquidez ni garantizar que se desarrollará o se mantendrá vigente un mercado de negociación para las obligaciones negociables. Si no se desarrollara o se mantuviera vigente un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables, el precio de mercado y la liquidez de las obligaciones negociables podrían verse negativamente afectados. Si las Obligaciones Negociables se negociaran, puede suceder que se negocien con un descuento sobre su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, el desempeño operativo y la situación financiera de la Emisora, las condiciones económicas generales y otros factores.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países

El mercado para los títulos valores emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables también podría verse afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes. No es posible asegurar que el mercado financiero argentino no será afectado en forma adversa por los acontecimientos de otros países con mercados emergentes, o que tales acontecimientos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

Los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior podrían perjudicar la capacidad de la Emisora para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables que se encuentren denominadas en moneda extranjera

Desde 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias que limitaban sustancialmente la capacidad de las empresas para retener moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Los controles cambiarios o restricciones a las transferencias de fondos al exterior pueden impedir la capacidad de la Emisora de cumplir sus compromisos en general, y en particular, de realizar pagos de capital y/o interés bajo las Obligaciones Negociables.

La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables antes del vencimiento

En caso que así se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Emisora (ver Sección “Rescate y compra - Rescate a Opción de la Emisora - Términos y Condiciones de los Títulos” en el presente Prospecto, para mayor detalle) en determinadas condiciones, en forma total o parcial. En consecuencia, un inversor podrá no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés efectiva similar a la de las Obligaciones Negociables.

Es posible que la calificación de crédito de la Emisora no refleje todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables

La(s) calificación(es) de crédito de la Emisora son una evaluación realizada por las sociedades calificadoras de su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cambios reales o previstos en las calificaciones de crédito de la Emisora generalmente afectarán el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Estas calificaciones de crédito podrán no reflejar el potencial impacto de riesgos relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y podrán ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la entidad calificadora. La calificación de cada sociedad debe ser evaluada en forma independiente de la calificación de cualquier otra sociedad calificadora.

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

En caso que la Emisora se encuentre sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece en su artículo 45 un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las dobles mayorías requeridas (de personas y de capital) por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Emisora.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece en su artículo 45 que en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece entre otros, que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo a la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; y (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar dichas mayorías. Sin perjuicio de ello, la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha revocado una decisión en ese sentido, con lo cual la cuestión se encuentra controvertida a nivel jurisprudencial.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que la Emisora entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

La Emisora se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina, manteniendo su actual base de activos, y adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- **Capitalizar las iniciativas de crecimiento esperadas y aprovechar las oportunidades que plantea un entorno regulatorio más propicio.** Históricamente, las regulaciones sobre generación de energía en Argentina han sido contraproducentes para el crecimiento del sector. Las inversiones en el sector eléctrico argentino han sido bajas desde la crisis económica del 2001-2002 y los consiguientes cambios regulatorios del 2002 mediante los cuales el Gobierno Argentino fijó tarifas de generación en pesos e impuso topes a las tarifas de generación, transporte y distribución de energía, lo cual devino en una constante disminución del valor en dólares de esas tarifas en años posteriores. Desde la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino redujo significativamente los controles cambiarios y los impuestos a la importación y exportación y demostró su intención de ajustar las tarifas aplicables a distribuidores, generadores y transportadores de energía eléctrica. En respuesta a la actual escasez de energía eléctrica, el Gobierno Argentino declaró la emergencia energética nacional y puso en marcha diversas licitaciones para la adquisición de energía de fuentes renovables y para incrementar la capacidad de generación térmica. Por otra parte, el Gobierno Argentino ha emitido una serie de pautas generales para el desarrollo de proyectos de energía, procedimientos para cumplir con metas energéticas y licitaciones para capacidad de generación térmica y la generación de energía eléctrica asociada a efectos de satisfacer la demanda de electricidad en Argentina hasta 2018. Para más información sobre el llamado a licitación, véase el análisis de la Resolución SEE N° 21/16, Resolución SEE N° 71/16 (que fuera complementada por la Resolución N° 136/16 del Ministerio de Energía) y la Resolución SEE N° 287-E/17 en el “ Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino.” La Emisora tiene la expectativa de que las inversiones en el sector de generación de energía aumentarán a raíz de las citadas reformas. La Emisora considera que está en una posición privilegiada para capitalizar las medidas del Gobierno Argentino orientadas específicamente a ampliar la capacidad de generación, debido a su sólida trayectoria y ventajas competitivas, entre ellas, su bajo nivel de endeudamiento y la diversidad tecnológica y el alto nivel de eficiencia de sus activos de generación de energía. En este sentido, la Emisora tiene previsto ampliar su capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables. A modo de ejemplo, la Emisora ha adquirido 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías del río Paraná y ha adquirido cuatro unidades de generación térmica, con el fin de ampliar su actual capacidad de generación, una de las cuales se utilizará para el proyecto de la central térmica Terminal 6 San Lorenzo. La Emisora tiene previsto presentar una oferta por nueva capacidad de generación térmica, a través de uno o varios proyectos, en futuros procesos de licitación y sigue analizando otras oportunidades de inversión y desarrollo de proyectos en el sector.
- **Consolidar la posición de liderazgo en el sector eléctrico.** La Emisora se propone consolidar su presencia en el sector de energía a través del análisis de alternativas de creación de valor mediante inversiones, desde un enfoque equilibrado al rendimiento y exposición al riesgo. La Emisora se ha comprometido a mantener estándares operativos y niveles de disponibilidad elevados. A tal efecto, la Emisora adhiere a una estricta estrategia de mantenimiento para sus unidades, basada en las recomendaciones de sus respectivos fabricantes y periódicamente realiza tareas de mantenimiento preventivo y predictivo. La Emisora enfocará sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centrará también en aprovechar las sinergias operativas generadas por futuros negocios que utilizan sistemas, *know how*, clientes y proveedores semejantes.
- **Transformarse en una empresa líder de Argentina en energías renovables.** Diversos estudios de investigación realizados por organizaciones como la Cámara Argentina de Energías Renovables indican que Argentina tiene un considerable potencial de generación de energía renovable (principalmente, energía eólica y solar). La Emisora considera también que la energía renovable adquirirá un rol cada vez más preponderante en la capacidad instalada de Argentina. El Ministerio de Energía y Minería, mediante la Ley N° 27.191, fijó una meta en virtud de la cual las fuentes de energía renovable deben representar el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina para el 31 de diciembre de 2025. Por lo tanto, la Emisora tiene previsto aprovechar esta oportunidad ampliando sus inversiones al ámbito de la generación de energía renovable. Para lograr este objetivo, la Emisora está consolidando su cartera de proyectos de energía renovable. En agosto y septiembre de 2018, entraron en funcionamiento los parques eólicos La Castellana I y Achiras I de la Emisora. Por otra parte, la Emisora está ampliando su cartera a través de cuatro proyectos de energía eólica (Manque y Los Olivos - anteriormente denominados, en conjunto, Achiras II-, La Genoveva I y La Genoveva II), más parque eólico La Castellana II, inaugurado el pasado 14 de julio 2019, y de un proyecto de energía solar (El Puesto) que, según espera, incrementarán su capacidad de generación en unos 14,40 MW, 57 MW, 22,8 MW, 86,6 MW, 41,8 MW y 12 MW, respectivamente, así como también evaluando diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables

de generación de energía. En 2016, la Emisora formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.

- **Mantener una sólida posición financiera y niveles de flujo de efectivo adecuados.** Actualmente, la Emisora posee un bajo nivel de endeudamiento, lo cual refleja su sólida posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Emisora considera que esa sólida situación patrimonial es producto de políticas financieras responsables y de flujos de efectivo estables. La Emisora tiene previsto preservar el actual nivel de flujos de efectivo en los próximos años al, entre otras cosas, mantener un riguroso programa de mantenimiento de sus unidades de producción las que, según lo previsto por la Emisora, la ayudarán a seguir generando los positivos resultados operativos que viene obteniendo, en especial, en cuanto respecta a disponibilidad de despacho de electricidad. La Emisora tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos para el caso de sus proyectos de energía renovable. Tanto CP La Castellana como CP Achiras obtuvieron préstamos para financiar el desarrollo de los proyectos de energía renovable que les fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. Por otra parte, la Emisora espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportarán le permitirá incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación financiera.

Políticas Ambientales

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial por cuestiones ambientales.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora dispone o ha solicitado los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y con los planes de gestión ambiental aprobados por la autoridad regulatoria pertinente. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Emisora realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

La Emisora ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En septiembre de 2018, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019 (Nuevo Puerto, Puerto Nuevo y Puerto Ciclo Combinado)
- Planta Luján de Cuyo:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019
- Planta Piedra del Águila:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019

Por otra parte, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22 de la Ley N° 25.675 de Política Ambiental Nacional, toda persona humana o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, tales como la Emisora, deberá contratar un seguro de cobertura con una entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir. La Emisora cumple cabalmente con lo reglado por dicha ley.

Seguridad y Salud

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

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados;

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

El compromiso con la “Mejora Continua” obliga a la Emisora 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 Emisora obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En mayo de 2016, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019 (Puerto Ciclo Combinado)
- Planta Luján de Cuyo:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019
- Planta Piedra del Águila:
 - ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2019
 - OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 13 de julio de 2019

Sistema Integrado de Gestión con certificaciones ISO

La dirección de Central Puerto ha fijado para sus plantas de generación de energía eléctrica y producción de vapor la implementación de un sistema integrado de gestión (“SIG”) a fin de satisfacer las necesidades y los requerimientos de las políticas propias, de sus objetivos, de los clientes, de la normativa vigente y de las normas internacionales ISO (por sus siglas en inglés, *International Organization for Standardization*) 9001/2015 en Calidad, ISO 14001/2005 en Medio Ambiente y OHSAS (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) 18001/2007 en Seguridad y Salud Ocupacional. El SIG está certificado por organismos de reconocido prestigio internacional y es auditado periódicamente como las referidas normas lo establecen.

Los objetivos a alcanzar a través de la implementación del SIG son:

- dotar a las plantas de herramientas de gestión útil y proactiva;
- asegurar la calidad de los procesos;
- satisfacer los requerimientos del cliente;
- buscar la mejora continua de los procesos;
- preservar la integridad de las personas y los bienes propios y de terceros;
- prevenir la contaminación;
- usar racionalmente los recursos;
- preservar el equilibrio ecológico; y

- mejorar la calidad de vida.

Central Puerto identifica los procesos y el apoyo necesario para la correcta operatividad de un SIG sostenible, participativo y no burocrático que sirva para implementar, en la actividad cotidiana, los principios establecidos por la dirección, en la política integrada de medio ambiente, calidad, seguridad, higiene y salud ocupacional, asegurando para ello la disponibilidad de recursos humanos, materiales y financieros. Central Puerto ha utilizado el modelo de gestión basado en “planificar-hacer-verificar-actuar” de modo de garantizar su mantenimiento y mejora continua para el SIG de sus plantas, el cual involucra uno o más de los siguientes sistemas:

- Sistema de Gestión de la Calidad
- Sistema de Gestión Ambiental
- Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional

El alcance individual del SIG en cada central es el siguiente:

- Complejo Puerto:
 - Planta Nuevo Puerto: SGA con Certificado ISO 14001/2015
 - Planta Puerto Nuevo: SGA con Certificado ISO 14001/20015
 - Puerto de Ciclo Combinado: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: IRAM

Año 2016 a 2019: TÜV Rheinland

- Planta Luján de Cuyo: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: SGS

Año 2016 a 2019: TÜV Rheinland

- Planta Piedra del Águila: SGA con Certificado ISO 14001/2004, SGC con Certificado ISO 9001/2008 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado OHSAS 18001/2007

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: IRAM

Año 2016 a 2018: TÜV Rheinland

Central Puerto ha dispuesto que el SIG sea revisado cuando se producen modificaciones en el organigrama, en los procedimientos operativos, en los procesos o en las instalaciones, incorporando los cambios que correspondan. Una vez realizados estos últimos, se efectúa un análisis integral considerando las interrelaciones existentes, a los efectos de evitar superposiciones u omisiones. En caso de que no se produzcan modificaciones, la revisión del SIG se realiza cada cinco años, a menos que en ese período se emita una nueva versión de las Normas ISO u OHSAS de referencia, en cuyo caso se realiza la adaptación del SIG para cumplir con la nueva normativa.

Política de Dividendos

La Emisora no ha adoptado ni tiene planes de adoptar una política formal de dividendos. Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó la distribución de un dividendo en efectivo por un monto equivalente a ARS 0,71 por acción, que se pagó el 3 de diciembre de 2019, totalizando Ps. 1.074.955.801,76. En mayo de 2018, la Emisora pagó 1.059.815.579,20 en dividendos en efectivo. En agosto de 2017, la Emisora pagó 1.286.918.917,60 en dividendos en efectivo. En diciembre de 2016, los accionistas de la Emisora decidieron reducir la reserva facultativa en Ps.1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos a través del pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias de Ps.1,00 valor nominal cada una por cada acción ordinaria en circulación, que fueron emitidas el 8 de febrero de 2017. En octubre de 2016, los accionistas de la Emisora aprobaron una distribución de dividendos en efectivo por el monto de Ps.1.400.470.587 que se pagó el 7 de noviembre de 2016. En noviembre de 2015, la Emisora pagó Ps.365.000.000 en dividendos en efectivo. Los tenedores de ADS tienen derecho a percibir dividendos en la misma proporción que los titulares de acciones ordinarias de la Emisora.

En el futuro, la Emisora podría decidir pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable en base a distintos factores existentes en ese momento, incluyendo:

- la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y las necesidades de efectivo actuales y anticipadas de la Emisora;
- las condiciones económicas y del negocio en general;
- los planes estratégicos y las perspectivas del negocio de la Emisora;
- las restricciones legales, contractuales y reglamentarias sobre la capacidad de la Emisora para pagar dividendos; y
- otros factores que el directorio de la Emisora pueda considerar relevantes.

De conformidad con la Ley General de Sociedades de Argentina, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida que la Emisora presente resultados acumulados de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Además, en virtud de la Ley General de Sociedades, la Emisora debe afectar el 5% del resultado del ejercicio económico calculado de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV por resolución adoptada por la asamblea de accionistas a una reserva legal hasta alcanzar el 20% del capital social. Esta reserva legal no está disponible para ser distribuida.

Monto Disponible para Distribución

La declaración y el pago de dividendos es lícita sólo si resulta de utilidades de la Emisora declaradas en los estados financieros anuales de la Emisora aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas. En virtud de la Ley General de Sociedades, las compañías que cotizan en bolsa (como la nuestra) pueden distribuir dividendos anticipados o provisionales resultantes de estados financieros especiales.

En virtud de la Ley General de Sociedades y los estatutos de la Emisora, la ganancia neta anual (ajustada para reflejar cambios en los resultados de ejercicios anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de la reserva legal del 5% de la ganancia neta hasta alcanzar el 20% del capital social, (ii) para constituir reservas voluntarias o facultativas según sea oportunamente resuelto por los accionistas en la asamblea ordinaria anual; (iii) el remanente de la ganancia neta del ejercicio se puede distribuir como dividendos sobre las acciones ordinarias; y/o (iv) de cualquier otro modo que sea decidido por los accionistas en la asamblea ordinaria anual.

El Directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio precedente, conjuntamente con los informes que sobre ellos emiten la comisión fiscalizadora y los contadores independientes. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros anuales y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

De conformidad con las normas de la CNV aplicables, los dividendos en efectivo deben ser abonados a los accionistas en un período de 30 días a partir de la fecha de celebración de la asamblea de accionistas que aprobó dichos dividendos. En el caso de dividendos distribuidos en acciones, se exige la entrega de las acciones en un período de tres meses a partir de la recepción de la notificación de la autorización por parte de la CNV de la oferta pública de las acciones que surgen de dichos dividendos. El plazo de prescripción correspondiente al derecho de cualquier accionista a recibir los dividendos declarados en la asamblea de accionistas es de tres años a partir de la fecha en la que han quedado a disposición del accionista.

INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directorio

Según lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, el Directorio está a cargo de la administración de la Emisora y por lo tanto adopta todas las decisiones en relación con ello, así como las decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el Directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas y por el cumplimiento de cualquier tarea en particular expresamente delegada por los accionistas.

De acuerdo con el estatuto social de la Emisora, su Directorio debe estar conformado por once directores titulares y los accionistas pueden también designar una cantidad igual o menor de directores suplentes. A la fecha de este Prospecto, el Directorio de la Emisora está compuesto por once directores titulares y once directores suplentes. Todos los directores residen en Argentina.

Los directores titulares y sus suplentes son designados por un plazo de un año por los accionistas. De acuerdo con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades, los directores mantienen sus cargos hasta la siguiente asamblea ordinaria anual donde se designen directores.

La actual composición del Directorio de la Emisora fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de accionistas celebrada el 30 de abril de 2020 y por reunión de directorio de fecha 27 de mayo de 2020.

De acuerdo con el Artículo 26 del estatuto social de la Emisora, el Directorio tiene las más amplias facultades y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Emisora, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. El presidente es el representante legal de la Emisora.

A continuación, se detalla la actual composición del Directorio de la Emisora:

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
Oswaldo Arturo Reca	Presidente del Directorio	5 de abril de 2011	31 de diciembre de 2020	14 de diciembre de 1951
Marcelo Atilio Suvá	Vicepresidente del Directorio	22 de julio de 2008	31 de diciembre de 2020	27 de julio de 1948
José Luis Morea*	Director	30 de abril de 2019	31 de diciembre de 2020	19 de octubre de 1954
Miguel Dodero*	Director	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2020	16 de febrero de 1955
Juan José Salas*	Director	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2020	23 de febrero de 1960
Diego Gustavo Petracchi*	Director	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	17 de julio de 1972
Tomás Peres	Director	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 1983
Tomás José White*	Director	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	18 de mayo de 1957
Cristian López Saubidet*	Director	15 de abril de 2009	31 de diciembre de 2020	26 de septiembre de 1974
Jorge Eduardo Villegas *	Director	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2020	9 de enero de 1949
Guillermo Rafael Pons* ..	Director	30 de abril de 2020	31 de diciembre de 2020	22 de septiembre de 1964
Jorge Aníbal Rauber	Director Suplente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	18 de julio de 1969
Justo Pedro Sáenz	Director Suplente	10 de abril de 2008	31 de diciembre de 2020	2 de mayo de 1958
Adrián Gustavo Salvatore	Director Suplente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	26 de abril de 1967
Javier Alejandro Torre	Director Suplente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	19 de abril de 1967
Rubén Omar López	Director Suplente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	17 de abril de 1964
Oscar Luis Gosio*	Director Suplente	11 de julio 2007	31 de diciembre de 2020	17 de agosto de 1954

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
José Manuel Pazos	Director Suplente	30 de abril de 2019	31 de diciembre de 2020	14 de septiembre de 1971
Enrique Gonzalo Ballester*.....	Director Suplente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2020	19 de enero de 1954
Juan Pablo Gauna Otero*	Director Suplente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2020	10 de octubre de 1976
Diego Federico Cerdeiro .	Director Suplente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2020	30 de mayo de 1976
Gabriel Enrique Ranucci *.....	Director Suplente	30 de abril de 2020	31 de diciembre de 2020	4 de julio de 1974

<i>Nombre y Apellido</i>	<i>CUIL</i>
<i>Directores Titulares</i>	
Oswaldo Arturo Reca	20-10176569-6
Miguel Dodero	20-11450697-5
José Luis Morea	20-11773941-5
Juan José Salas	20-13909724-7
Diego Gustavo Petracchi	20-22847770-3
Tomás Peres	23-92822329-9
Tomas José White	20-12946343-1
Marcelo Atilio Suvá	20-05081825-0
Cristian López Saubidet	20-24205781-4
Jorge Eduardo Villegas	20-07621383-7
Guillermo Rafael Pons	20-17025659-0
<i>Síndicos Titulares</i>	
Carlos César Halladjian	20-25636999-1
Eduardo Antonio Erosa	20-12840773-2
Juan Antonio Nicholson	23-07602869-9
<i>Directores Suplentes</i>	
Jorge Aníbal Rauber	20-20605997-5
Justo Pedro Saenz	20-11959191-1
Adrián Gustavo Salvatore	20-18403083-8
Javier Alejandro Torre	20-18089213-4
Rubén Omar López	20-16900928-8
José Manuel Pazos	20-22364131-9
Enrique Gonzalo Ballester	23-10795590-9
Oscar Luis Gosio	24-11045501-8
Juan Pablo Gauna Otero	23-25018101-9
Diego Federico Cerdeiro	20-25248554-7
Gabriel Enrique Ranucci	20-23831116-1
<i>Síndicos Suplentes</i>	
Carlos Adolfo Zlotnitzky	20-28425172-6
Horacio Ricardo Erosa	20-14809343-2
Lucas Nicholson	20-32151298-5

* *Directores independientes de acuerdo con las normas de la CNV, las cuales difieren de los requisitos impuestos por la NYSE a emisores estadounidenses.*

Nota: Sin perjuicio del vencimiento de su mandato vigente, conforme al estatuto de la Emisora, los directores permanecen en sus cargos hasta la próxima asamblea de accionistas.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los miembros del Directorio de la Emisora. El domicilio comercial de cada uno de los miembros del Directorio es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Oswaldo Arturo Reca es Ingeniero egresado de la Universidad Católica Argentina. Realizó estudios de posgrado en 1977 en North Carolina State University de Estados Unidos. El Sr. Reca ha sido miembro del Directorio de la Emisora desde 2011. Entre los años 1980 y 1984, fue socio y director de Ingeniería de Avanzada S.A., empresa dedicada a instalaciones sanitarias y de gas en la construcción de barrios de viviendas. A su vez, entre los años 1984 y 1989, fue gerente general de Dufalp S.A., empresa líder en el rubro de indumentaria, siendo “*Dufour*” su marca principal. Entre los años 1989 y 2002, se desempeñó sucesivamente como gerente comercial, operativo y de planeamiento de Alpargatas S.A., empresa líder en textiles y calzado. Posteriormente comenzó un proyecto de índole agrícola para la producción de cereales y oleaginosas, el cual continúa a la fecha de este Prospecto. El Sr. Reca también se desempeñó como vicepresidente de HPDA desde 2012 hasta 2015 y como director de Transportadora de Gas del Norte S.A., Edesur S.A. y PB Distribución S.A. Además, en la actualidad se desempeña como presidente del directorio de DGCE, DGCU, IGCU, IGCE y Energía Sudamericana S.A.

José Luis Morea es licenciado en Ciencias Políticas por la Universidad Católica Argentina y tiene un postgrado en Administración de PYMES por el IAE. Entre 1980 y 1990 ocupó cargos directivos en empresas de comunicaciones como Editorial Atlántida y Videomega. Entre 1990 y 1995, fue nombrado Director Ejecutivo en San Ciriaco, una empresa de agronegocios, y más tarde trabajó como CEO de Espro S.A. Desde 1999 hasta 2001, se desempeñó como CEO de Tecnovital S.A., un exportador de frutas frescas. En 2001, fundó North Bay Argentina S.A., uno de los principales productores y exportadores de arándanos de Argentina, de los cuales actualmente es Presidente y CEO. También fue nombrado Director de North Bay Perú SA y de North Bay Produce Inc., una compañía de los Estados Unidos, donde trabajó hasta 2013. El Sr. Morea también fundó Servifrió Ezeiza SA, una compañía dedicada a la logística de refrigerados de alimentación, donde actualmente es Director. De 2014 a 2018, trabajó como Gerente de Proyecto en La Gloriosa SA, donde desarrolló una operación de arándanos de última generación en la ciudad de Virasoro, en la Provincia de Corrientes. Entre 2016 y 2018 trabajó como Director en Distribuidora de Gas Cuyana. El 30 de abril de 2019 fue nombrado miembro del Directorio de Central Puerto.

Miguel Dodero es Licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad de Buenos Aires. Es miembro del Directorio de la Emisora desde el año 2015. Anteriormente, ocupó cargos en Agencia Marítima Dodero S.A. y Compañía Argentina de Navegación Intercontinental S.A. Desde el año 1990 hasta septiembre de 2014 se desempeñó como presidente de Dodero Inmobiliaria y Mandataria S.A. Desde 1989, es Presidente de M. Dodero Compañía de Servicios S.A., y desde el año 2008 es presidente de Full Logistics S.A., y también es accionista de ambas compañías. Además, actualmente se desempeña como director de IGCU, IGCE, DGCU y DGCE.

Juan José Salas es Ingeniero egresado de la Universidad de La Plata. Ha sido miembro del Directorio de la Emisora desde el año 2015. Asimismo, en los años 1983 y 1984, realizó un posgrado en el Instituto de Altos Estudios Empresariales. Entre los años 2010 y 2015, se desempeñó como gerente de operaciones y sistemas de Autopistas del Sol S.A. Desde el año 2016 se desempeña como director de Transener S.A., y desde el año 2017 ocupa el cargo de director de operaciones de autopistas de Autopistas Urbanas S.A.

Diego Gustavo Petracchi es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina, y cuenta con un Master en negocios (Programa Sloan) de la Universidad de Stanford. Actualmente está desarrollando un emprendimiento propio en la industria de *senior living* (residencias para adultos). Entre 2006 y 2015, se desempeñó como director de NDM Holding (Valle de las Leñas S.A.), una empresa dedicada al sector turístico, inmobiliario y agropecuario. También se desempeñó como director de Nieves de Mendoza S.A., Santa Rosa del Monte S.A., Rio Lobo S.A., Valles Mendocinos S.A. Además, desde 1995 a 2006, ocupó diversos cargos, incluyendo el cargo de Vicepresidente de Prefinex S.A., una compañía dedicada a la prestación de servicios de asesoramiento financiero.

Tomas Peres es Licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Universidad de San Andrés. Entre los años 2007 y 2009 trabajó en el departamento de auditoría de KPMG. Desde 2009 hasta 2015 trabajó para Ultrapetrol American Barge Line, donde primero se desempeñó como encargado de búnker y luego como jefe de planeamiento del área comercial. Actualmente se desempeña como consultor del Ministerio de Transporte de la República Argentina y como director de Energía Sudamericana S.A.

Tomás José White es Contador Público, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde 1977 hasta 1984 se desempeñó como director en varias empresas privadas del sector de la construcción, tales como Bemba S.A., Sumarge S.A. y Din S.A. Entre 1996 y 1998 también se desempeñó como director de Empresa Amanco SA. Desde 2000, es presidente de Celestal SAIC.

Marcelo Atilio Suvá es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2008 integra el Directorio de la Emisora como director suplente. Asimismo, fue accionista de Coinvest S.A., una compañía de capital privado, así como también accionista y miembro del directorio de MBA Banco de Inversiones S.A. (actualmente denominado Lazard Argentina S.A.), un banco de inversión argentino líder en asesoramiento financiero, donde participó de numerosas operaciones de M&A. Anteriormente fue director de HNQ. A su vez, se desempeña como gerente y director de RPE Distribución S.A., Hidro Distribución S.A., IGCU, IGCE, DGCU, DGCE, y como presidente de RPM Gas S.A. También se desempeña como vicepresidente de ACES (*Asociación Civil de Estudios Superiores*), una organización sin fines de lucro propietaria de la Universidad Austral, en donde además se desempeña como miembros de la junta directiva de la Universidad y como presidente de su Comité de Auditoría y Finanzas.

Cristian López Saubidet es Ingeniero Industrial, egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Realizó una Maestría en Administración de Empresas en la Universidad de California, Los Ángeles. Integra el Directorio de la Emisora desde el año 2009. Entre los años 2005 y 2008, trabajó para HSBC USA Inc. en la unidad de Préstamos de Consumo e Hipotecas. Entre 1998 y 2005, se desempeñó como consultor para McKinsey & Co. Ocupa el cargo de director en varias compañías, incluyendo Patagonia Gold S.A., Agropecuaria Cantomi S.A., Minera Aquiline Argentine S.A., Minera Minamalu S.A., Humeles S.A., Cheyenne S.A., Plusener S.A., MB Holding S.A., LBH Inc., Lagonda Comercial y San Miguel S.A., donde integra el comité ejecutivo desde el año 2014, y también se desempeña como director suplente de Delta del Plata S.A.

Jorge Eduardo Villegas es Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde su graduación, ha trabajado como abogado en el sector privado, en forma independiente, a través de su propio estudio jurídico, Estudio Jorge Villegas & Asociados. El Sr. Villegas también se desempeña actualmente como presidente de Agropecuaria Los Potros S.A.

Guillermo Rafael Pons, es Contador Público Nacional, egresado de la Universidad Nacional del Comahue, donde también realizó un Master en Dirección de Empresas en la Escuela Internacional de Negocios. Adicionalmente posee un posgrado en Gestión Integral de Riesgos por la Universidad de San Andrés. Desde Diciembre de 2019 se desempeña como Ministro de Economía e Infraestructura de la Provincia de Neuquén. Previo a su función actual, el Señor Pons se desempeñó como Secretario de Hacienda de la Municipalidad de Neuquén, Director General de Administración del Ministerio de Gobierno y Justicia de Neuquén y Gerente Administrativo de la Unidad Ejecutora de Financiamiento Externo de la Provincia de Neuquén. Adicionalmente, se ha prestado servicios como consultor de la Superintendencia de Gestión Económica de la Provincia de Río Negro, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Aguas Rionegrinas S.E., la Legislatura de Río Negro y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). A su vez, ha sido Asesor Contable en el Banco Provincia del Neuquén S.A., institución en la que ingresó en el año 2012, como Adscripto a la Gerencia General, y en la que fue designado Subgerente General de Administración de Riesgos y Cumplimiento Normativo, en el año 2013. Adicionalmente fue Director de la Caja Previsional para Profesionales en Ciencias Económicas y Vicepresidente del Colegio de Contadores de Cipolletti, ambos en la Provincia de Río Negro.

Jorge Aníbal Rauber es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Nacional de la Plata y realizó un posgrado en Gestión del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y en Negocios en la Universidad Di Tella. Desde 2006 a 2012, el Sr. Rauber se desempeñó como gerente general de AES Argentina Generación S.A. Entre 2016 y 2017, se desempeñó como gerente general de Subterráneos de Buenos Aires Sociedad del Estado.

Justo Pedro Sáenz completó el “Programa de Gestión Avanzada” en Wharton School, Universidad de Pennsylvania en los Estados Unidos. El Sr. Sáenz es director suplente de la Emisora desde el año 2008. Entre los años 2007 y 2016, se desempeñó como gerente de administración y recursos humanos de Central Puerto, y desde 2016 se desempeña como gerente de administración de Central Puerto. Entre 2005 y 2007, trabajó en Cima Investments en el área de nuevas inversiones. Entre 2003 y 2005, se desempeñó como Director Financiero de Banco de Servicios y Transacciones S.A. En el 2002, fue co-fundador de Idun Inversiones S.A. Entre 2000 y 2001, fue socio y gerente de finanzas de Softbank Latin America Ventures, Venture Capital Fund. Entre 1984 y 2000, trabajó en Merchant Bankers Asociados, MBA Banco de Inversiones y MBA Sociedad de Bolsa. Es socio en Merchant Bankers Asociados desde 1992, la cual estaba asociada con Salomon Brothers y la Emisora inversora de Nicholas Brady, ex Secretario del Tesoro de Estados Unidos. Adicionalmente, en la actualidad, se desempeña como director de Proener S.A.U., y como director suplente de IGCU, IGCE, DGCU, DGCE, Parques Eólicos Australes S.A., CP Renovables, CP Patagones S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

José Manuel Pazos es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Además, cuenta con un posgrado en Regulación de Servicios Públicos de la Universidad Austral. El Sr. Pazos se desempeñó como director suplente del Directorio de la Emisora desde septiembre de 2015 hasta abril de 2018. Entre 1997 y 2002, fue abogado de la Secretaría de Energía de la Nación y Emprendimientos Binacionales S.A. (EBISA) y, desde 2003 hasta 2014, trabajó para el estudio jurídico Bruchou, Fernández Madero & Lombardi.

Entre 2007 y 2008, el Sr. Pazos trabajó para Simpson Thacher & Bartlett LLP en Nueva York. Actualmente, se desempeña como director de Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y director suplente de Distrilec Inversora S.A., CP Renovables S.A., Parques Eólicos Australes S.A., CP Achiras S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP La Castellana S.A.U., CP Patagones S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Adrián Gustavo Salvatore es Abogado, egresado de la Universidad de Buenos Aires y ha efectuado un MBA conjunto en la Universidad del Salvador (Argentina) y la Universidad de Deusto (España). Entre los años 1993 y 1997 trabajó en el departamento legal y regulatorio de ESEBA, donde se desempeñó como responsable legal de la privatización de la empresa. Entre los años 1997 y 2003, se desempeñó como gerente legal de COMESA, Comercializadora de Energía, y en el año 2003 se incorporó al Estudio Bruchou, Fernández Madero, Lombardi & Mitrani, en el área de regulación y servicios públicos. Desde 2008 trabaja en el área regulatoria de Central Puerto, y actualmente se desempeña como director en varias compañías, tales como Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., Inversora de Gas Cuyana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. y Central Vuelta de Obligado S.A., y como director suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A. También es presidente de Proener S.A.U., y vicepresidente de Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Central Aimé Painé S.A.

Javier Alejandro Torre es Licenciado en Recursos Humanos, egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires. Desde 2011 hasta 2016 se desempeñó como gerente de recursos humanos de las operaciones en Argentina de LyondellBasel. Se desempeña como gerente de recursos humanos de la Emisora desde el año 2016. Anteriormente, trabajó en ExxonMobil durante casi 20 años, donde ocupó diferentes cargos en las áreas comercial y de recursos humanos.

Rubén Omar López es Ingeniero Eléctrico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Posee un posgrado en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires. Entre el año 2013 hasta el año 2019, se desempeñó como gerente de planificación y regulación y entre el año 2019 y abril de 2020, se desempeña como Director de Planificación Estratégica de la Emisora. Desde Abril de 2020, se desempeña como Gerente de Energías Renovables de Central Puerto. Tiene más de 30 años de experiencia en compañías de servicios públicos donde desempeñó diversos cargos tanto en áreas comerciales como técnicas. Asimismo, en la actualidad se desempeña como director suplente de EDESUR S.A. y como director de Distrilec Inversora S.A. Además, se desempeña como director de CAMMESA desde 2015.

Enrique Gonzalo Ballester es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un Máster en Ciencias de la Universidad de Londres. Desde 1995 hasta 2016, se desempeñó como operador de primera línea en el departamento de finanzas de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. Desde 1990, el Sr. Ballester se ha desempeñado como director de numerosas compañías, entre las que se incluyen Quenuma S.A., Lanceros Cívicos S.A. y Guardia Cívica S.A. Actualmente se desempeña como director suplente de Lanceros Cívicos S.A.

Oscar Luis Gosio es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es socio principal del estudio Gosio, Medina & Asociados, una empresa dedicada a la prestación de servicios profesionales de auditoría, contabilidad e impuestos. También es presidente y socio de Agropecuaria Huen Loo S.A. desde 2008, empresa dedicada al sector agropecuario, y además es Presidente del Instituto de Hermanos Cristianos, enfocado en la educación (Colegio Cardenal Newman) desde 2014. El Sr. Gosio también se desempeña como director de la Asociación Argentina de Criadores de Corriedale. Además, es síndico de varias compañías de la industria agrícola

Juan Pablo Gauna Otero es Contador Público, egresado de la Universidad Argentina JF Kennedy. Además, realizó estudios de posgrado en Administración Ejecutiva de Empresas en IAE Business School, el programa GIP en estrategia en la Escuela de Negocios de Harvard, el programa GIP en innovación (Universidad IESE, Nueva York) y tiene un diploma de posgrado de la Universidad de Buenos Aires en administración y gestión de PyMEs. Entre 1997 y 2002, se desempeñó como contador senior en Banco Privado de Inversiones. Entre 2003 y 2009, se desempeñó como gerente financiero de Big Bloom S.A. (Wanama y John L. Cook). El Sr. Gauna Otero se desempeñó como gerente financiero de BTM Argentina entre 2010 y 2012. Actualmente, es miembro del directorio de las siguientes compañías: Patagonia Gold S.A. (minería), Minera Minamalu S.A. (minería), Cheyenne S.A. (servicios de taxis aéreos), Plusener S.A. (energía) y MB Holding S.A., Huemeles SA (minería), Leleque Explotación (minería), Agropecuaria Cantomi SA, (inmobiliaria), Enter Bar Sa (club de polo), y se desempeña como síndico de Minera Aquiline Argentina S.A. y Delta del Plata S.A. Además, el Sr. Otero se desempeña actualmente como contador de Agropecuaria Cantomi S.A.

Diego Federico Cerdeiro es Licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Universidad de San Andrés, y tiene un título de posgrado en Finanzas de la misma universidad y un MBA de la Wharton School de la Universidad de Pennsylvania. Entre 1998 y 2005, trabajó como oficial senior de crédito en la representación de Bayerische Vereinsbank AG (actualmente Unicredit) en Argentina. Entre 2007 y 2017 trabajó en Estados Unidos en Morgan Stanley, McKinsey & Co., y se desempeñó como CFO y Director de ChenMed, una empresa de medicina de rápida expansión. En 2017, Federico regresó a Argentina como CFO de Biosidus y desde 2018 se desempeña como director de una Empresa Familiar en donde administra una cartera de compañías e inversiones.

Gabriel Enrique Ranucci es abogado, egresado de la Universidad de Belgrano. En el año 2001 ingresó como Asesor Legal de la Subsecretaría de Ingresos Públicos de la Provincia del Neuquén, donde se desempeñó hasta el año 2012.

Desde el año 2012 al año 2015 fue nombrado Director General de Legales de la Dirección Provincial de Rentas de la Provincia del Neuquén. Entre los años 2015 al año 2017 fue nombrado Director Provincial de Asuntos Legales y Concesiones dependiente de la Subsecretaría de Ingresos Públicos de la Provincia del Neuquén. Desde el 10 de Diciembre del año 2017 al presente he sido designado como Coordinador Técnico Administrativo del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, donde se desempeña actualmente.

Deberes y responsabilidades de los directores

Los directores están obligados a cumplir sus funciones con la lealtad y diligencia propias de una persona de negocios prudente. En virtud del Artículo 274 de la Ley General de Sociedades, los directores responden solidariamente ante la Emisora, sus accionistas y los terceros por el mal desempeño de sus funciones, violación de la ley, el estatuto o el reglamento, si hubiera, y por cualquier otro daño causado a estas partes por dolo, abuso de facultades o culpa grave. Se considera como parte del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los activos de la Emisora como así también información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de sacar ventaja o permitir que otras partes saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades de negocios de la Emisora; (iii) la obligación de ejercer las facultades otorgadas al directorio únicamente para los fines pretendidos por la ley, los estatutos de la Emisora o una resolución de los accionistas o del directorio; y (iv) la obligación de actuar con diligencia estricta de manera que el directorio, directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la Emisora. Los directores deberán comunicar al directorio y a la Comisión Fiscalizadora cualquier conflicto de intereses que pudieran tener en una operación propuesta, y deberán abstenerse de votar al respecto.

En general, un director no será responsable por una decisión que adopte el directorio, aun cuando tal director hubiera participado o tuviera conocimiento de ella (i) si existiera una constancia por escrito de la oposición del director a tal decisión, y (ii) si el director notificara tal oposición a la Comisión Fiscalizadora. Sin embargo, ambas condiciones deben cumplirse antes de que se inicie un reclamo por la responsabilidad del director ante el directorio, la Comisión Fiscalizadora o los accionistas, o la autoridad o tribunales comerciales pertinentes.

El Artículo 271 de la Ley General de Sociedades permite que los directores celebren contratos con la Emisora relacionados con la actividad en que éste opere y siempre que se concierten en las condiciones de mercado. Los contratos que no reúnan alguno de los requisitos antedichos deberán contar con la aprobación previa del directorio (o de la Comisión Fiscalizadora si no existiese quórum del directorio), y deberá notificarse en tal sentido a los accionistas en una asamblea. Si los accionistas no aprobaran el contrato celebrado, los directores o los miembros de la Comisión Fiscalizadora, en su caso, serán responsables solidariamente por los daños y perjuicios causados a la Emisora como resultado de dicho contrato. Los contratos que no cumplan con las condiciones precedentes y que no fueran ratificados por los accionistas son nulos, sin perjuicio de la responsabilidad de los directores o miembros de la Comisión Fiscalizadora por los daños y perjuicios ocasionados a la Emisora.

Los actos o acuerdos que celebre una sociedad con una parte relacionada que involucren una suma significativa deberán cumplir los requisitos establecidos en los Artículos 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales. Según el Artículo 72, los directores y síndicos (así como sus ascendientes, descendientes, cónyuges, hermanos o hermanas, y las sociedades en las que cualquiera de tales personas pueda tener una participación directa o indirecta) son considerados partes relacionadas. Se considera suma significativa la que exceda el 1,00% del patrimonio neto de la Emisora según su último estado de situación patrimonial. El directorio o cualquiera de sus miembros deberán solicitar al comité de auditoría un informe en el que declare si los términos de la operación pueden ser considerados razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. La Emisora podrá tomar una decisión con el informe que emitan dos firmas evaluadoras independientes que deberán haber informado sobre la misma cuestión y otros términos de la operación. El directorio pondrá a disposición de los accionistas el informe que emita el comité de auditoría o que emitan las firmas evaluadoras independientes, según corresponda, en la sede social, el día hábil posterior a que el directorio adopte la resolución, y deberá comunicar tal hecho a los accionistas de la Emisora en el respectivo boletín de mercado. El acta de directorio que apruebe la operación deberá consignar el voto de cada director. La operación deberá ser sometida a la aprobación de los accionistas de la Emisora cuando el comité de auditoría o ambas firmas evaluadoras hayan considerado que los términos de la operación no son razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. En caso de que un accionista exija una indemnización por daños y perjuicios ocasionados por una violación del Artículo 73, la carga de la prueba recaerá en la demandada, quien deberá probar que el acto o acuerdo se realizó de conformidad con las condiciones de mercado o que la operación no provocó ningún daño a la Emisora. La transferencia de la carga de la prueba no será aplicable cuando la operación hubiera sido aprobada por el directorio con la opinión favorable del comité de auditoría o de las dos firmas evaluadoras.

La Emisora podrá entablar reclamos contra los directores si así fuera decidido en una asamblea de accionistas. De no iniciarse el reclamo dentro de los tres meses de la resolución de los accionistas por la que se aprueba dicho inicio, cualquier accionista podrá iniciar la acción en representación y por cuenta de la Emisora. También podrán iniciar reclamos contra los directores los accionistas que se hayan opuesto a la aprobación de la gestión de tales directores, si dichos accionistas representaran, en forma individual o en

conjunto, como mínimo el 5,00% del capital social de la Emisora.

Excepto en el supuesto de la liquidación obligatoria o declaración de quiebra de la Emisora, la aprobación de los accionistas del desempeño de un director, o la dispensa o el acuerdo expresos aprobados por la asamblea, da por extinguida cualquier responsabilidad de un director hacia la Emisora, con la condición de que los accionistas que representen como mínimo el 5,00% del capital social de la Emisora no se opongan, y con la condición, asimismo, de que dicha responsabilidad no sea el resultado de una violación de la ley o de los estatutos de la Emisora.

Conforme a la ley argentina, el directorio tiene a su cargo la dirección y administración de la Emisora y, como consecuencia, toma todas las decisiones relacionadas con ese fin, así como aquellas decisiones expresamente establecidas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es el responsable de ejecutar las decisiones tomadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de las tareas especialmente delegadas por los accionistas.

Reuniones, quórum y mayoría

El Artículo 23 del estatuto social de la Emisora dispone que el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes, ya sea físicamente o a través de videoconferencia.

Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco (5) días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

El presidente o quien lo reemplace en virtud de la ley aplicable podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier director o miembro de la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los directores. Las reuniones del Directorio de la Emisora deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por el director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, y el orden del día. Podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y del voto unánime de los directores titulares.

Remuneración

Los accionistas de la Emisora son los que fijan las remuneraciones de los directores, inclusive sus salarios y cualquier otra remuneración adicional que derive del desempeño de una actividad administrativa o técnica con carácter permanente. Las remuneraciones de los directores de la Emisora están reguladas por la Ley General de Sociedades y las normas de la CNV. Toda remuneración que se abone a los directores de la Emisora deberá haber sido previamente aprobada en una asamblea ordinaria de accionistas. El Artículo 261 de la Ley General de Sociedades establece que la remuneración pagada a todos los directores y síndicos en un ejercicio no puede exceder el 5,00% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la Emisora no pagara dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la restricción anual sobre la remuneración de los directores hasta el 25,00% de la ganancia neta en función del monto de dividendos que se abonen, de haberlos. En el caso de los directores que cumplen funciones en comités especiales o que realizan tareas técnicas o administrativas, se pueden exceder los límites antedichos si la asamblea de accionistas así lo dispusiera, si tal cuestión se incluyera en el orden del día, y si estuviera de acuerdo con las normas de la CNV. En todo caso, la remuneración de todos los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora requiere de la ratificación de los accionistas en asamblea ordinaria de accionistas.

Algunos directores de la Emisora desempeñan funciones ejecutivas, técnicas y administrativas. La Emisora remunera a los directores que desempeñan tales funciones por sus roles como directores y funcionarios ejecutivos.

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas convocada para el 30 de abril de 2020, los accionistas aprobaron los honorarios de directores que ascendieron a un total de Ps. 12,350,000 (en términos nominales) por los servicios prestados durante 2019, que fueron abonados en 2019.

A la fecha del presente Prospecto, ni la Emisora ni ninguna de sus sociedades vinculadas ha suscripto ningún acuerdo que establezca algún beneficio o remuneración para algún director una vez extinguido su mandato.

Criterios para determinar la independencia de los directores

De conformidad con las disposiciones de la Sección IV, Capítulo I, Título XII “*Transparencia en el Ámbito de la Oferta Pública*” y de la Sección XI, Capítulo III, Título II “*Órganos de Administración y Fiscalización, Auditoría Externa*” de las normas de la CNV,

la Emisora está obligada a informar a la asamblea de accionistas, antes de proceder a la votación para la designación de cualquier director, la condición de dicho director como “independiente” o “no independiente”. En la actualidad, Juan José Salas, José Luis Morea, Tomas White, Jorge Eduardo Villegas, Liliana Murisi, Enrique Gonzalo Ballester, Pablo Javier Vega, Diego Federico Cerdeiro, y Juan Pablo Gauna Otero son miembros independientes del Directorio, conforme a los criterios establecidos por la CNV, que pueden diferir con respecto a los criterios de independencia de la NYSE y NASDAQ. Véase “Comité de Auditoría” para más información sobre los requisitos de independencia que deben cumplir los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora al momento de la oferta.

Gobierno Corporativo

La Emisora ha adoptado un código de gobierno corporativo donde se contemplan las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Emisora ha adoptado un Código de Conducta Comercial, diseñado para determinar normas respecto de la conducta profesional, moral y desempeño de los empleados.

Gerencia de Primera Línea

El siguiente cuadro expone la composición actual de la gerencia de primera línea de la Emisora:

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de Nacimiento
Jorge Rauber.....	Gerente Ejecutivo (CEO)	2017	18 de julio de 1969
Fernando Roberto Bonnet	Gerente de Operaciones (COO)*	2020	23 de marzo de 1977
Eduardo Nitardi.....	Director de Ingeniería	2016	18 de julio de 1955
Alberto Francisco Minnici.....	Gerente de Producción y Planta de Ciclo Combinado	2015	14 abril de 1965
José María Saldungaray	Gerente de Planeamiento de Combustible	2014	18 de febrero de 1967
Justo Pedro Sáenz.....	Gerente de Administración	2007 ⁽¹⁾	2 de mayo de 1958
José Manuel Pazos	Director de Legales	2015	14 de septiembre de 1971
Rubén Omar López	Gerente de Energía Renovable	2020	17 de abril de 1964
Leonardo Pablo Katz	Director de Planamiento Estratégico	2020	24 de marzo de 1970
Gabriel Omar Ures	Gerente Comercial	2018	31 de diciembre de 1978
Leonardo Marinaro.....	Gerente de Legales	2007	25 de abril de 1963
Javier Alejandro Torre	Gerente de Recursos Humanos	2016	19 de abril de 1967
Adrián Gustavo Salvatore	Director de Relaciones Institucionales	2019	26 de abril de 1967
Martín Fernández Barbiero	Gerente de Compliance y Auditoría Interna	2009	28 de abril, 1971

⁽¹⁾ Desde el año 2007 al año 2016, se desempeñó como gerente de administración y recursos humanos de Central Puerto, y desde 2016 se desempeña como gerente de administración de Central Puerto.

⁽²⁾ El Señor Bonnet continuará desempeñando la posición de Gerente de Finanzas (CFO) hasta la designación de su sucesor.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los gerentes de primera línea de la Emisora. El domicilio comercial de los miembros de la gerencia de primera línea de la Emisora es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Fernando Roberto Bonnet es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Adicionalmente, durante los años 2009 y 2010, realizó un posgrado en Administración Ejecutiva de Empresas en IAE Business School, Universidad Austral. Desde marzo de 2020, se desempeña como Director de Operaciones de la empresa. Previamente se ha desempeñado como CFO desde 2010 (cargo

que continúa ocupando hasta que se designe su reemplazo) y , entre los años 2008 a 2010, ocupó el cargo de gerente de impuestos. Anteriormente, trabajó en Ernst & Young Argentina como gerente de impuestos. El Sr. Bonnet se desempeña actualmente como vicepresidente de Proener S.A.U. En la actualidad es director suplente de CP Renovables S.A., Parques Eólicos Australes S.A., CP Achiras S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP La Castellana S.A.U., CP Patagones S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U., Central Aimé Painé S.A., CP Manques S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Eduardo Luis Nitardi es Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. Asimismo, desde marzo de 1999 a noviembre de 2000, realizó una Maestría en Administración del MEM en Instituto Tecnológico de Buenos Aires. De marzo de 2002 a noviembre de 2002, el Sr. Nitardi realizó un curso en Desarrollo de Dirección en IAE Business School, Universidad Austral. El Sr. Nitardi tiene 39 años de experiencia en la industria de la energía eléctrica tanto en los segmentos de transmisión como de generación de energía eléctrica. Se desempeña como Director de Ingeniería de Central Puerto desde 2016. Anteriormente, fue CEO de CVOSA de 2012 a 2015, gerente de planeamiento y obras de Central Puerto entre 2011 y 2012, y Director Técnico en Transener S.A. de 2008 a 2011. También se desempeñó como gerente técnico en dicha compañía entre 1997 y 2008.

Alberto Francisco Minnici es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Cuenta con más de 31 años de experiencia en la industria de la energía eléctrica en el segmento de generación. Actualmente se desempeña como Gerente de Producción y Planta de Ciclo Combinado de Central Puerto desde el año 2015. Anteriormente ocupó el puesto de Gerente de Operaciones del Complejo Puerto desde 2012 hasta 2015 y el puesto de Gerente de Planta de Operación de la planta de ciclo combinado del Complejo Puerto ubicada en la Ciudad de Buenos Aires desde 2008 hasta 2012, entre otras posiciones dentro de Central Puerto.

José María Saldungaray es Ingeniero Eléctrico, graduado de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina. Desde el año 2014 se desempeña como gerente de planeamiento de la Emisora. Actualmente, el Sr. Saldungaray ocupa el cargo de director de Proener S.A.U. Anteriormente, se desempeñó como gerente comercial en HPDA e integró el directorio de Centrales Térmicas Mendoza S.A. y La Plata Cogeneración S.A.

Leonardo Marinaro es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2007 se desempeña como gerente de legales de la Emisora. A su vez, el Sr. Marinaro se desempeñó como director de La Plata Cogeneración S.A., CTM y Edesur S.A. En la actualidad es director de Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U. y director suplente de Proener S.A.U., Central Vuelta de Obligado S.A., TMB, TJSM, Central Aimé Painé S.A., DGCE, IGCE, IGCU y Energía Sudamericana S.A.

Leonardo Pablo Katz es Ingeniero Industrial, egresado de la Universidad Nacional de Salta. Adicionalmente, durante los años 2000 y 2001, realizó un posgrado en Administración de Empresas (MADE) en la Universidad del CEMA (UCEMA). Actualmente se desempeña como Director de Planeamiento Estratégico de Central Puerto S.A. Adicionalmente es Presidente y Director titular de Central Vuelta de Obligado S.A., y director suplente de Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. Previamente se ha desempeñado como Gerente General de Central Vuelta de Obligado S.A. (diciembre 2015 a mayo 2020) y, entre los años 2009 a 2015, ocupó el cargo de Gerente de Planeamiento e Inversiones de Central Puerto. Antes de unirse a Central Puerto, entre los años 1997 y 2007 trabajó en CMS Energy como Senior Market Analyst para Latinoamérica, entre otras posiciones.

Gabriel Omar Ures es Ingeniero en Sistemas egresado de la Universidad Abierta Interamericana, y realizó un posgrado en Administración de Gas y Electricidad en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), y un Programa de Management en la Escuela de Negocios Darden de la Universidad de Virginia, Estados Unidos. Comenzó su carrera profesional en 1997 y tiene más de 21 años de experiencia en el sector energético argentino. Entre otros cargos, ocupó cargos gerenciales en Hidroeléctrica Alicurá, fue Director Comercial de AES Argentina Generación, Gerente General de Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (desde 2013 a 2018), Gerente Comercial en Central Dock Sud (YPF). Adicionalmente, fue director de varias compañías y cámaras de industria, incluyendo AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), donde fue electo como Presidente durante 5 mandatos consecutivos (2012/2017) después de haber ejercido la Vicepresidencia.

Martín Fernández Barbiero es Contador Público por la Universidad Nacional de Buenos Aires y tiene un *Master in Business Administration* (MBA) por la Universidad de San Andrés. También completó un programa de certificación internacional en Compliance de la Universidad Austral (IAE). Se ha desempeñado como Gerente de Auditoría Interna de Central Puerto desde 2008 y desde 2018, también fue nombrado Oficial de Cumplimiento. Antes de Central Puerto trabajó para CMS Energy como Gerente de Auditoría Interna y Gerente de Cumplimiento de SOX, entre otros cargos, entre 1999 y 2007.

Para la biografía de los Sres. Jorge Rauber, Justo Pedro Sáenz, Rubén Omar López, José Manuel Pazos y Javier Alejandro Torre véase “*Directorio*”.

Remuneración

En 2019, los gerentes de primera línea de la Emisora recibieron remuneraciones por un total de Ps. 106 millones (en valores nominales), de los cuales Ps. 16.63 millones (en términos nominales) consistieron en un bono anual. El bono anual a los miembros de la gerencia consiste en un monto equivalente a tres o cuatro veces sus salarios y se basa en ciertos umbrales de desempeño relacionados con la cantidad del trabajo realizado y su importancia con respecto a la Emisora. La Emisora remunera a los directores que desempeñan funciones ejecutivas, técnicas y administrativas por sus roles como directores y funcionarios ejecutivos.

Comité de Auditoría

Conforme a las normas de la SEC en materia de gobierno corporativo, la Emisora debe contar con un comité de auditoría.

En virtud de la Ley de Mercado de Capitales y sus normas reglamentarias, la Emisora tiene la obligación de contar con un comité de auditoría compuesto por un mínimo de tres miembros del Directorio, que tengan experiencia en asuntos comerciales, financieros, contables, bancarios y de auditoría. Conforme a las normas de la CNV, al menos una mayoría de los miembros del comité de auditoría deben ser directores independientes según los requisitos de la CNV.

El 16 de abril de 2017, la CNV emitió la Resolución N° 730/2018, que modificó los criterios y requisitos aplicables respecto de los directores de sociedades admitidas al régimen de oferta pública de sus acciones. Los principales cambios introducidos por la Resolución N° 730/2018 son los siguientes:

- Los directores independientes dejarán de ser independientes si se hubieran desempeñado durante 10 años como director, pero recobrarán la condición de independiente una vez transcurridos tres años desde el cese de su cargo.
- El límite de una “participación significativa” se redujo de una tenencia del 15% de las acciones del capital social a una tenencia del 5% de las acciones del capital social;
- Los siguientes criterios impiden que un director revista la calidad de “independiente”: (i) estar vinculado a la Emisora o a los accionistas de ésta que tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas, o con compañías en las que los mencionados accionistas tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas; (ii) tener relaciones profesionales con habitualidad, y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios de, la Emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella (directa o indirectamente) una participación significativa, o con compañías en las que los mencionados accionistas tengan (directa o indirectamente) participaciones significativas; (iii) tener una participación significativa, mediante la tenencia de acciones del capital social y/o de acciones con derecho a voto, en la Emisora y/o en otra compañía en la que la Emisora tenga una participación significativa; (iv) en forma habitual, vender y/o proveer bienes y/o servicios de una naturaleza y volumen relevante (en forma directa o indirecta) a la Emisora o a los accionistas que tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas; (v) haber sido director, CEO, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos por importes superiores a los descriptos en la Resolución N° 30/2011 de la UIF (actualmente equivalentes a Ps.300.000) de la Emisora o de su controlante; (vi) recibir algún pago por parte de la Emisora o de las compañías de su mismo grupo, distintos a honorarios en carácter de director o dividendos a recibir en carácter de accionista; y (vii) ser miembro del órgano de administración o fiscalización o sea titular de una participación significativa (en forma directa o indirecta) en una o más compañías que revistan el carácter de Agente de Negociación, Agente de Liquidación y Compensación y/o Agente de Corretaje de Valores Negociables.

Es necesario cumplir con todas las condiciones de independencia estipuladas más arriba por al menos tres años antes de la designación. El Comité de Auditoría de la Emisora está compuesto por tres miembros designados por el Directorio que tengan experiencia en el ámbito financiero. El Sr. Oscar Gosio, el Sr. Miguel Doderó, el Sr. Tomas White, el Sr. Juan José Salas y el Sr. Diego Petracchi son independientes conforme a la Norma 10A-3 de la Ley de Mercados de Valores (la “Norma 10A-3”) y las normas de la NYSE aplicables, las cuales difieren del análisis general para determinar la independencia de miembros del directorio y de comités. El Directorio de la Emisora determinó que el Sr. Miguel Doderó califica como experto en finanzas en el sentido de las normas adoptadas por la SEC relacionadas con el informe de expertos financieros en comités de auditoría en presentaciones periódicas en virtud de la Ley de Mercados.

Requisitos de independencia en virtud de la Norma 10-A3 de la SEC

Conforme a la Norma 303A.06 de la NYSE, la Emisora está obligada a contar con un comité de auditoría que cumpla con la Norma 10-A3. De conformidad con la norma 10-A3, Central Puerto debe cumplir con ciertos criterios de independencia. Cada miembro del comité de auditoría debe ser independiente y miembro del directorio. De acuerdo con la Norma 10-A3, a los fines de ser considerado “independiente”, un miembro del comité de auditoría de una emisora cuyas acciones cotizan en bolsa no podrá, de otro modo que no sea en su carácter de miembro del comité de auditoría, del directorio o de otro comité:

- aceptar, directa o indirectamente, honorarios, por consultoría, asesoramiento o de otro tipo de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias. Los honorarios no incluyen la percepción de montos de remuneración fijos en virtud de un plan jubilatorio (incluyendo remuneración diferida) por servicios previos con la emisora (siempre que tal remuneración no sea contingente en modo alguno con respecto a servicios que continúan); o
- ser una persona afiliada de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias.

Asimismo, a la fecha de este Prospecto, todos los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora cumplen con los requisitos de independencia impuestos por la SEC y la NYSE aplicables a comités de auditoría de emisoras privadas extranjeras. Los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora tienen derecho a percibir una remuneración anual en la forma de salario fijo. El Comité de Auditoría de la Emisora también posee dos miembros suplentes, y ambos son independientes conforme a la Norma 10A-3 y las normas de la NYSE aplicables.

El quórum para la toma de decisiones por parte del Comité de Auditoría requerirá la presencia de una mayoría de sus miembros y todas las cuestiones serán decididas por el voto de la mayoría de los miembros presentes en la reunión. Los miembros del Comité de Auditoría, en su primera sesión posterior a su nombramiento, designarán al presidente, quien, en caso de empate, tendrá doble voto. El comité adoptará resoluciones con el voto afirmativo de la mayoría de los miembros presentes, conforme al estatuto de la Emisora. Las decisiones del Comité de Auditoría serán registradas en un libro societario especial y serán firmadas por todos los miembros del comité que estuvieron presentes en la reunión. Según la Sección XVII, Capítulo III, Título II de las normas de la CNV, el Comité de Auditoría deberá celebrar por lo menos una reunión programada regularmente cada tres meses.

Según la Ley de Mercado de Capitales, el Comité de Auditoría, entre otras funciones:

- brinda asesoramiento respecto de la propuesta del Directorio para la designación de auditores externos y garantiza su independencia;
- supervisa los mecanismos de control y procedimientos administrativos y contables de la Emisora, y evalúa la confiabilidad de toda la información financiera y demás información pertinente presentada ante la CNV y otros organismos ante quienes la Emisora presenta información;
- supervisa las políticas de información relativas a la gestión de riesgo de la Emisora;
- suministra información completa al mercado sobre las operaciones en las que pudiera existir un conflicto de intereses con los miembros de los diversos órganos societarios o accionistas controlantes de la Emisora;
- brinda asesoramiento respecto de la razonabilidad de honorarios o planes de opción de compra de acciones para los directores y gerentes de la Emisora propuestos por el Directorio;
- brinda asesoramiento respecto del cumplimiento de los requisitos legales y la razonabilidad de los términos de emisión de acciones u otros instrumentos convertibles en acciones en casos de aumentos de capital en los que se excluyan o se vean limitados los derechos de suscripción preferente;
- verifica el cumplimiento de las normas de conducta aplicables; y
- emite opiniones respecto de las operaciones con partes relacionadas en determinadas circunstancias y presenta tales opiniones ante los entes regulatorios según lo exija la CNV en caso de existir posibles conflictos de intereses.

Asimismo, el Comité de Auditoría debe confeccionar un plan de trabajo anual y presentarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora.

Los miembros del Directorio, los miembros de la Comisión Fiscalizadora y los auditores externos deben asistir a las reuniones del Comité de Auditoría si así lo solicitara este Comité, y deben brindar a éste plena colaboración e información. El Comité de Auditoría tiene derecho a contratar otros profesionales independientes para que lo asistan en el desempeño de sus tareas y tiene pleno acceso a toda la información y documentación de la Emisora.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora conforme a la resolución adoptada en la reunión de Directorio celebrada el 27 de mayo de 2020.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Fecha de la primera designación en el cargo</u>	<u>Fecha de nacimiento</u>	<u>Condición</u>
Juan José Salas	Miembro	6 de mayo de 2016	23 de febrero de 1960	Independiente
José Luis Morea	Miembro	30 de abril de 2019	19 de octubre de 1954	Independiente
Tomás José White	Miembro	14 de mayo de 2018	18 de mayo de 1957	Independiente
Oscar Luis Gosio.....	Miembro suplente	12 de julio de 2007	17 de agosto de 1954	Independiente

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Fecha de la primera designación en el cargo</u>	<u>Fecha de nacimiento</u>	<u>Condición</u>
Jorge Villegas.....	Miembro suplente	11 de mayo de 2017	9 de enero de 1949	Independiente

(1) Condición en base a las normas de la CNV y de la SEC.

Para las biografías de los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora, véase “Directorio”.

Comisión Fiscalizadora

La Emisora cuenta con un órgano de fiscalización denominado comisión fiscalizadora (“Comisión Fiscalizadora”). La Comisión Fiscalizadora está compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes designados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Los síndicos titulares y suplentes son elegidos por el plazo de un ejercicio, y tienen las facultades establecidas por la Ley N° 19.550 y demás disposiciones legales aplicables. Toda remuneración que se pague a los síndicos debe haber sido previamente aprobada por asamblea ordinaria de accionistas. El mandato de los miembros de la Comisión Fiscalizadora vence el 31 de diciembre de 2018.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora se encuentran autorizados a asistir a las asambleas de accionistas y las reuniones de directorio, convocar asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos escritos presentados por accionistas que posean más del 2,00% del capital social de la Emisora. De conformidad con la Ley General de Sociedades, sólo abogados y contadores habilitados para ejercer en Argentina y que tengan domicilio en Argentina o sociedades civiles compuestas exclusivamente por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada argentina. Con posterioridad a la inscripción de la Fusión 2016, los miembros de la Comisión Fiscalizadora podrán convocar a asamblea ordinaria de accionistas bajo supuestos específicos previstos por ley, conforme considere necesario cualquiera de ellos, o cuando sea requerido por accionistas que representen no menos del 5,00% del capital social de la Emisora. De conformidad con el Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora debe revisar los libros y registros de la Emisora cuando resulte conveniente y como mínimo trimestralmente.

Luego de la inscripción de la reforma del estatuto de la Emisora de fecha 3 de junio de 2015, la Comisión Fiscalizadora celebra reuniones y decide con la presencia y el voto afirmativo de al menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente. Antes de la inscripción de la Fusión 2016, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora podían convocarse por cualquiera de sus miembros, las reuniones se llevaban a cabo con la presencia de todos sus miembros y las decisiones eran adoptadas por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente.

La Comisión Fiscalizadora debe celebrar reuniones al menos una vez por mes. Las reuniones también pueden ser convocadas a solicitud de cualquiera de sus miembros dentro de los cinco días de la fecha en que la solicitud se presente al presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, según corresponda. Deben notificarse por escrito todas las reuniones en los domicilios indicados por cada síndico al momento de asumir en el cargo.

La Comisión Fiscalizadora debe estar presidida por uno de sus miembros, designado por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. También deberá designarse a la persona que ocupará el lugar de presidente ante su ausencia. El presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

A continuación, se detalla la actual composición de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora conforme fuera decidida en la asamblea ordinaria de accionistas del día 30 de abril de 2020. De acuerdo con la Resolución Técnica No. 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y la Sección III, Capítulo III del Título II de las normas de la CNV, todos los síndicos, tanto titulares como suplentes, son independientes.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Fecha de la primera designación en el cargo</u>	<u>Profesión</u>	<u>Fecha de nacimiento</u>
Carlos C. Adolfo Halladjian.	Síndico Titular	16 de abril de 2013	Contador Público	8 de marzo de 1977
Eduardo Antonio Erosa	Síndico Titular	16 de abril de 2013	Contador Público	6 de octubre de 1958
Juan Antonio Nicholson	Síndico Titular	27 de abril de 2018	Abogado	21 de julio de 1947

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Profesión	Fecha de nacimiento
Horacio Ricardo Erosa	Síndico Suplente	16 de abril de 2013	Contador Público	21 de diciembre de 1961
Carlos Adolfo Zlotnitzky	Síndico Suplente	21 de septiembre de 2015	Contador Público	4 de abril de 1981
Lucas Nicholson	Síndico Suplente	27 de abril de 2018	Abogado	9 de octubre de 1985

A continuación se detallan los antecedentes académicos y profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora: *Carlos C. Adolfo Halladjian* es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como síndico titular de la Emisora. El Sr. Halladjian es socio del Estudio Halladjian y Asociados desde 2010. Se desempeña como síndico titular de las siguientes compañías: Proener S.A.U., CVOSA, TJSM, Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.), RPBC Gas S.A., CP Renovables, Magna Asset Management S.A., Central Aimé Painé S.A., CP La Castellana S.A.U., CP Achiras S.A.U., PB Distribución S.A., RPE Distribución S.A., CP Patagones S.A.U., Central Aimé Painé S.A., Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U. y Parques Eólicos Australes S.A., y como síndico suplente de las siguientes compañías: IGCU, IGCE, DGCU, DGCE, Energía Sudamericana S.A., COYSERV S.A., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Eduardo Antonio Erosa es Contador Público, egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 1985. Es síndico de la Emisora desde el año 2013. En la actualidad es Presidente del Directorio de Compañía Argentina de Navegación de Ultramar S.A. Asimismo, es síndico suplente de LE Capital S.R.L. y Central Aimé Painé S.A.

Horacio Ricardo Erosa es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como síndico suplente de la Emisora. En la actualidad, es presidente del directorio de Compañía Argentina de Navegación de Ultramar S.A. y también es síndico suplente de LE Capital S.R.L. y Central Aimé Painé S.A.

Carlos Adolfo Zlotnitzky es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2015 se desempeña como síndico suplente de la Emisora. Adicionalmente, el Sr. Zlotnitzky se desempeña como contador y asesor impositivo y contable en forma independiente, tanto en el ámbito de empresas privadas como de personas físicas. Actualmente, se desempeña como síndico suplente de DGCE, DGCU, IGCU, IGCE, Central Aime Painé S.A., ESSA, CP Manques S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Juan Antonio Nicholson es abogado, graduado en la Universidad de Buenos Aires, en donde también se desempeñó como profesor adjunto de Derecho Comercial. Es socio del estudio jurídico Nicholson y Cano Abogados. Se desempeñó como director y síndico de varias compañías. Desde 2005, se desempeña como síndico de HSBC Bank Argentina. Además, es presidente de Pilará Golf Tennis Polo AC y el Tunalito S.A. Se desempeña como miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora desde 2018.

Lucas Nicholson es abogado, graduado en la Universidad del Salvador. Además, tomó un curso de posgrado sobre el régimen jurídico de los agro-negocios en la Universidad Austral. Desde 2011 a 2016, trabajó en las áreas de derecho corporativo y ley de defensa de la competencia del estudio jurídico Nicholson & Cano. En 2016, junto con Santiago Williams y Agustín Ibarzábal, fundó WIN Abogados. Asimismo, en la actualidad se desempeña como síndico de IGCE, IGCU, Energía Sudamericana S.A., DGCE, COyServ S.A., y desde 2018, como síndico suplente de Central Puerto S.A.

Remuneración

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas realizada el 30 de abril de 2020, los accionistas aprobaron los honorarios de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por la suma de Ps. 862,500 (en términos nominales) por los servicios prestados durante 2019.

Relaciones Familiares

El Sr. Eduardo Antonio Erosa y el Sr. Horacio Ricardo Erosa son hermanos y se desempeñan como Síndico y Síndico Suplente, respectivamente, en la Comisión Fiscalizadora de la Emisora. El Sr. Juan Antonio Nicholson es el padre de Lucas Nicholson y se desempeñan como Síndico y Síndico Suplente, respectivamente, en la Comisión Fiscalizadora de la Emisora.

Tenencia Accionaria de Directores, Gerencia y Fiscalizadores

El cuadro que figura debajo detalla la información relativa a la tenencia accionaria de los directores y miembros de la gerencia y del órgano de fiscalización de la Emisora al 21 de abril de 2020.

Nombre	Cargo	Acciones	% de acciones
Marcelo Atilio Suvá	Director Suplente	1.500.000	0,10%
Leonardo Pablo Katz	Director de Planemiento Estratégico	2.675	0,00%
Martín Fernández Barbiero	Gerente de Compliance y Auditoría Interna	285	0,00%

Empleados

La Emisora tenía 894 empleados al 31 de diciembre de 2019, 803 empleados al 31 de diciembre de 2018 y 738 empleados al 31 de diciembre de 2017.

La siguiente tabla muestra la cantidad de empleados y su afiliación a los sindicatos para los períodos indicados:

Año	Sindicato	Piedra							Año	Sindicato	
		Complejo Puerto	La Plata de Luján	del Cuyo	Águila	CP Renovables	CP La Castellana	CP Achiras			CVOSA
2016	Subtotal fuera de CCT	69	1	9	4	—	—	—	—	—	—
	APSEE	106	3	—	—	—	—	—	—	—	—
	LYF	359	23	—	—	—	—	—	—	—	—
	FATLYF	—	—	91	47	—	—	—	—	—	—
	APUAYE	—	—	16	5	—	—	—	—	—	—
	Subtotal bajo CCT	465	26	107	52	—	—	—	—	—	—
Total	534	27	116	56	—	—	—	—	—	—	
2017	Subtotal fuera de CCT	68	3	10	4	—	—	1	3	3	—
	APSEE	104	2	—	—	—	—	—	—	—	—
	LYF	360	23	—	—	—	—	—	—	—	—
	FATLYF	—	—	89	47	—	—	—	—	—	—
	APUAYE	—	—	16	5	—	—	—	—	—	—
	Subtotal bajo CCT	464	25	105	52	—	—	1	5	5	40
Total	532	28	115	56	—	—	1	5	5	78	
2018	Subtotal fuera de CCT	116	—	11	4	—	—	1	5	5	38
	APSEE	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6
	LYF	100	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	FATLYF	336	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	APUAYE	—	—	83	43	—	—	—	—	—	34
	Subtotal bajo CCT	—	—	16	5	—	—	—	—	—	—
Total	436	—	99	48	—	—	1	5	5	40	
Subtotal fuera de CCT	552	—	110	52	—	—	1	3	5	78	
2019	Subtotal fuera de CCT	119	—	9	4	0	11	1	6	4	31

						6				
	APSEE	—	—	—	—	—	—	—	—	6
	LYF	91	—	—	—	—	—	—	—	—
	FATLYF	327	—	—	—	—	—	—	—	—
	APUAYE	—	—	81	41	71	21	—	—	34
	Subtotal bajo CCT	—	—	16	5	—	2	—	—	8
	Total	418	—	97	46	71	29	0	0	48
	Subtotal fuera de CCT	537	—	106	50	71	40	1	6	79

Nota: APSEE: Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía

LYF: Luz y Fuerza

FATLYF: Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza

APUAYE: Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica

Las convenciones colectivas de trabajo (CCT) celebradas con los distintos sindicatos que tienen miembros que trabajan en las plantas de la Emisora incluyen los términos y condiciones que regulan los contratos de trabajo de los trabajadores afiliados a cada uno de estos sindicatos. Algunos de los términos y condiciones más relevantes de estos convenios incluyen los puestos que están incluidos y excluidos en las negociaciones, los horarios de trabajo, las escalas salariales y los montos adicionales pagaderos de acuerdo con las tareas del trabajador, los días laborales y las licencias, entre otras cosas.

Las cuestiones que no están acordadas específicamente en el convenio colectivo se rigen por la legislación laboral aplicable en Argentina.

Las convenciones colectivas de trabajo (CCT) se celebran por un plazo específico y pueden ser renovados por las partes. En caso de renovarse, podrán mantenerse vigentes de conformidad con el principio de subsistencia de las leyes derogadas estipulado en la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250.

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad es parte de 10 juicios laborales no materiales.

Asesores

El principal asesor legal con el cual la Emisora mantiene una relación continua es Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, con domicilio en Ing. Butty 275, Piso 12 (C1001AFA), Ciudad de Buenos Aires. El Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi asesora legalmente a la Emisora en la creación del Programa y la emisión de las Obligaciones Negociables.

Audidores

Los estados financieros de la Emisora correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, fueron auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global (“PHM”), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el T° 1 F° 13. El domicilio de PHM es 25 de mayo 487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales de la Emisora fueron los siguientes:

Fecha	Auditor	DNI	CUIT	Estudio contable	Domicilio	Matrícula
31 de diciembre de 2016	Dictaminante titular: Leonel Germán Tremonti	24.036.555	20-24036555-4	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315, F° 173 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60
	/ Dictaminante suplente: Germán Enrique Cantalupi	/	/			
31 de diciembre de 2017	Dictaminante titular: Leonel Germán Tremonti	24.036.555/ 20.795.867	20-24036555-4/ 20-20795867-1	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315, F° 173 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60
	/					

	Dictaminante suplente: : Germán Enrique Cantalupi				Autónoma de Buenos Aires	
31 de diciembre de 2018	Dictaminante titular: Germán Enrique Cantalupi / Dictaminante suplente: Ezequiel Alejandro Calciati	20.795.867/ 14.455.908	20- 20795867-1/ 20- 14455908-9	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233
31 de diciembre de 2019	Dictaminante titular: Germán Enrique Cantalupi / Dictaminante suplente: Gustavo Ariel Kurgansky	20.795.867/ 28.488.167	20- 20795867-1/ 20- 28.488.167- 3	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309, F° 176

RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS

Los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa serán destinados para uno o más de los destinos previstos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, que exige que los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa se destinen a: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo, (iv) refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora, correspondiendo al Directorio, o en su caso a los funcionarios subdelegados por el mismo, determinar dentro de este marco general a qué destino en particular se afectará el producido neto de la colocación de cada clase y/o serie, el que se informará y especificará oportunamente en el Suplemento de Precio correspondiente.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Información clave sobre la emisora

Información contable y financiera:

El presente Prospecto incluye información que surge de los estados financieros consolidados de la Emisora correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparativo con el ejercicio anterior, y de los estados financieros de la Emisora por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, comparativo con el periodo de tres meses anterior. La firma PHM ha emitido su informe de auditor independiente sobre los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 y su informe sobre revisión de estados financieros condensados de periodo intermedio correspondiente al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, con fecha 10 de marzo de 2020 y, con fecha 27 de mayo de 2020, respectivamente.

La Emisora prepara sus estados financieros de acuerdo con las Normas de la CNV, las cuales establecen que las entidades emisoras de acciones y/u obligaciones negociables, con ciertas excepciones, están obligadas a preparar sus estados financieros aplicando la Resolución Técnica N° 26 (y modificatorias) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que dispone la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) según las emitió el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés), mientras que otras entidades tendrán la opción de utilizar las NIIF o la NIIF para las PyMES en reemplazo de las normas contables profesionales vigentes.

La información del estado de resultados y del estado de situación patrimonial consolidados seleccionada para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 ha sido confeccionada de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB. La información del estado de resultados consolidado seleccionada para los periodos finalizados el 31 de marzo de 2020, 2019 y 2018 y la información del estado de situación patrimonial consolidado seleccionada al 31 de marzo de 2020 ha sido confeccionada de acuerdo con la NIC 34 emitida por el IASB y surge de los estados financieros consolidados condensados al 31 de marzo de 2020.

Unidad de medida

De acuerdo con la NIC 29, la reexpresión de los estados financieros es necesaria cuando la moneda funcional de una entidad es la de una economía hiperinflacionaria. Para definir un estado de hiperinflación, la NIC 29 brinda una serie de pautas orientativas, no excluyentes, consistentes en (i) analizar el comportamiento de la población, los precios, la tasas de interés y los salarios ante la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como una característica cuantitativa, que es la condición mayormente considerada en la práctica, comprobar si la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%.

Debido a diversos factores macroeconómicos, la inflación trienal se ubicó en 2018 por encima de ese guarismo, a la vez que las metas del gobierno nacional, y otras proyecciones disponibles, indican que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo.

A efectos de evaluar la mencionada condición cuantitativa, y también para reexpresar los estados financieros, la Comisión Nacional de Valores ha establecido que la serie de índices a utilizar para la aplicación de la NIC 29 es la determinada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas.

ESTADOS FINANCIEROS

Estado de Resultados

	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de			
	al 31 diciembre de			
	2020	2019	2018	2017
	<i>(en miles de Pesos Argentinos)</i>	<i>(en miles de Pesos Argentinos)</i>		
OPERACIONES CONTINUADAS				
Ingresos de las actividades ordinarias (1)	8.005.195	35.960.784	21.944.761	14.827.241
Costo de ventas.....	<u>(3.318.445)</u>	<u>(18.956.674)</u>	<u>(9.978.643)</u>	<u>(7.997.976)</u>
Ganancia bruta.....	<u>4.686.750</u>	<u>17.004.110</u>	<u>11.966.118</u>	<u>6.829.265</u>
Gastos administrativos y de comercialización ...	(626.303)	(2.633.405)	(2.137.249)	(1.624.866)
Otros ingresos operativos	3.201.948	18.353.204	20.341.015	1.430.737
Otros gastos operativos	<u>(44.798)</u>	<u>(270.755)</u>	<u>(204.414)</u>	<u>(215.578)</u>
Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	<u>(774.443)</u>	<u>(4.404.442)</u>	-	-
Actualización créditos CVO	-	-	16.947.737	-
Ganancia operativa	<u>6.443.154</u>	<u>28.048.713</u>	<u>46.913.207</u>	<u>6.419.558</u>
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	313.701	(2.431.753)	(6.208.977)	(233.678)
Ingresos financieros.....	130.243	3.600.707	3.507.676	2.397.964
Gastos financieros	(4.355.152)	(15.924.867)	(9.692.797)	(1.846.995)
Participación en los resultados netos de asociadas	<u>54.136</u>	<u>1.113.297</u>	<u>1.652.445</u>	<u>1.804.460</u>
Ganancia antes del impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	<u>2.586.082</u>	<u>14.406.097</u>	<u>36.171.554</u>	<u>8.541.309</u>
Impuesto a las ganancias	<u>(1.629.813)</u>	<u>(5.745.242)</u>	<u>(10.159.632)</u>	<u>(1.663.201)</u>
Ganancia neta del ejercicio correspondiente a operaciones continuadas	<u>956.269</u>	<u>8.660.855</u>	<u>26.011.922</u>	<u>6.878.108</u>
OPERACIONES DISCONTINUADAS				

	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de			
	al 31 diciembre de			
	2020	2019	2018	2017
	<i>(en miles de Pesos Argentinos)</i>			
Ganancia después del impuesto a las ganancias del período correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	424.850	1.217.236
Ganancia neta del ejercicio	956.269	8.660.855	26.436.772	8.095.344
Otros resultados integrales, neto	-	(32.070)	(297.840)	(801.290)
Resultado integral total neto del ejercicio	956.269	8.628.785	26.138.932	7.294.054
Participaciones minoritarias	23.631	(147.960)	(514.046)	(44.473)

(1) Incluye ingresos devengados pendientes de cobro.

	Al 31 de marzo de 2020	2019	Al 31 de diciembre de 2018	2017
	<i>(en miles de Pesos Argentinos)</i>			
Activo no corriente				
Propiedades, Planta y Equipo	63.293.110	56.696.733	34.715.815	26.846.322
Activos intangibles	7.197.049	7.068.787	3.438.508	3.059.116
Inversión en asociadas.....	3.766.295	3.450.569	3.074.088	2.815.345
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar..	25.623.503	24.249.144	25.646.335	5.910.324
Otros activos no financieros	1.006.935	689.185	343.163	28.893
Activo por impuesto diferido	-	-	-	4.609
Inventarios.....	148.954	144.169	114.893	109.507
Total activo no corriente.....	101.035.846	92.298.587	67.332.802	38.774.116
Activo corriente				
Inventarios.....	725.584	657.594	339.810	299.418
Otros activos no financieros	984.536	1.006.247	761.670	1.069.617
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar..	14.171.258	15.640.947	16.273.973	8.820.661
Otros activos financieros	5.426.526	7.698.732	3.022.238	2.522.761
Efectivo y colocaciones a corto plazo	1.599.387	1.493.868	353.735	201.310
Total activo corriente.....	22.907.291	26.497.388	20.751.426	12.913.767
Activos disponibles para la venta	-	-	-	1.151.999
Total activo	123.943.137	118.795.975	88.084.228	52.839.882
Pasivo y patrimonio neto				
Patrimonio neto				

Capital	1.514.022	1.514.022	1.514.022	1.514.022
Ajuste de capital	19.971.268	18.416.762	18.416.762	18.416.759
Reserva legal	2.564.266	2.378.736	589.783	249.947
Reserva facultativa	28.578.734	26.511.002	6.778.288	1.568.895
Resultados no asignados.....	11.216.235	9.539.556	22.636.866	3.394.024
Otros resultados integrales acumulados	-	-	-	319.970
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	63.844.525	58.360.078	49.935.721	25.463.617
Participaciones no controladoras	876.718	790.719	719.438	736.402
Total patrimonio neto	64.721.243	59.150.797	50.655.159	26.200.019
Pasivo no corriente				
Otros pasivos no financieros	4.509.232	4.354.668	3.013.397	1.064.534
Préstamos y deudas que devengan intereses.....	30.318.641	30.687.277	8.005.484	3.358.589
Deudas CAMMESA.....	-	-	1.544.945	2.397.455
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados.....	254.275	229.279	228.395	256.874
Provisiones	9.348	9.348	-	-
Pasivo por impuesto diferido.....	7.309.612	6.310.170	7.373.778	5.917.983
Total pasivo no corriente	42.401.108	41.590.742	20.165.999	12.995.435
Pasivo corriente				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	2.670.177	5.899.436	2.661.249	2.310.386
Otros pasivos no financieros	1.323.023	1.734.349	2.555.070	1.498.283
Préstamos y deudas que devengan intereses	10.831.668	8.025.892	1.034.781	1.148.363
Deudas CAMMESA.....	-	-	2.788.843	3.981.618
Pasivo por compensaciones y beneficios da los empleados.....	554.510	698.709	601.743	733.990
Impuesto a las ganancias a pagar.....	1.414.411	1.668.594	6.794.536	2.491.165
Provisiones	26.997	27.456	826.848	939.110
Total pasivo corriente	16.820.786	18.054.436	17.263.070	13.102.915
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta	-	-	-	541.513
Total pasivo.....	59.221.894	59.645.178	37.429.069	26.639.863
Total pasivo y patrimonio neto.....	123.943.137	118.795.975	88.084.228	52.839.882

INDICADORES

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	2020	2019	2018
Índices de Liquidez (Activo Corriente/Pasivo Corriente)	1,36	1,47	1,20	0,99
Índices de Solvencia (Patrimonio Neto/Pasivo)	1,08	0,99	1,35	0,98
Inmovilización de capital (Activo no Corriente/Activo Total)	0,82	0,78	0,76	0,73
Índices de Rentabilidad (Resultado del Ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,01	0,16	0,69	0,82

CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro indica la deuda financiera consolidada y la capitalización total de la Emisora, el cual incluye la deuda financiera corriente y no corriente y el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, y al 31 de marzo de 2020 y 2019.

	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(en miles de Pesos)		(en miles de Pesos)		
Capitalización					
Patrimonio					
Capital	1.514.022	1.514.022	1.514.022	1.514.022	1.514.022
Ajuste de capital	19.971.268	19.971.268	18.416.762	18.416.762	18.416.759
Reserva legal	2.564.266	635.782	2.378.736	589.783	249.947
Reserva facultativa	28.758.734	7.306.963	26.511.002	6.778.288	1.568.895
Resultados no asignados	11.216.235	26.271.808	9.539.556	22.636.866	3.393.935
Otros resultados integrales acumulados	-	-	-	-	319.970
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	63.844.525	55.699.843	58.360.078	49.935.721	25.463.531
Participaciones no controladoras	876.718	803.845	790.719	719.438	736.402
Total del Patrimonio	64.721.243	56.503.688	59.150.797	50.655.159	26.199.932
Endeudamiento (1)					
Deuda corriente garantizada (2)					
Deuda corriente no garantizada					
Deuda no corriente garantizada (3)					
Deuda no corriente no garantizada					
Deuda total					
Total de Capitalización y Endeudamiento					

(1) Esta información debe leerse complementariamente con la información consignada en “*Información sobre la Emisora – Financiamiento y garantías otorgadas*” y con los estados financieros auditados para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2019 y los estados financieros no auditados para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, y sus notas relacionadas (Ítem deudas y préstamos financieros que devengan interés).

Reseña y perspectiva operativa y financiera

La siguiente reseña debe leerse junto con los estados financieros consolidados de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este prospecto. Los estados financieros consolidados de la Emisora han sido preparados de conformidad con las NIIF. Toda la información incluida en este prospecto, salvo indicación en contrario, está expresada en Pesos Argentinos. Este prospecto contiene declaraciones a futuro que reflejan los planes, estimaciones y opiniones actuales de la Emisora. Los resultados reales de las operaciones pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones a futuro. Véase “Nota Especial referida a Declaraciones sobre el Futuro” y “Factores de Riesgo”.

Resultados de las Operaciones

Esta sección contiene declaraciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones sobre hechos futuros como consecuencia de una pluralidad de factores, incluyendo, sin carácter limitativo, los indicados en las secciones “Declaraciones sobre Hechos Futuros”, “Factores de Riesgo” y las cuestiones que se detallan en este Prospecto en términos generales.

Este análisis debe leerse junto con los estados financieros consolidados auditados de la Emisora, incluidos en este Prospecto.

Presentación financiera

La Emisora lleva sus libros y registros contables y publica sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, que es su moneda funcional. Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora se preparan en pesos argentinos y de acuerdo con las NIIF según las emitió el IASB.

Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora

Situación económica de Argentina

La Emisora es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, y sustancialmente todos sus activos, operaciones y clientes están ubicados en Argentina. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica y política imperante en Argentina en un momento dado.

Habida cuenta de que Central Puerto se ve afectada por las condiciones de la economía argentina, la cual históricamente ha sido volátil y ha afectado negativa y sustancialmente la situación patrimonial y las proyecciones de múltiples sectores, entre ellos, el sector eléctrico, el siguiente análisis puede no ser indicativo de los futuros resultados de las operaciones, liquidez y recursos de capital de la Emisora.

El siguiente cuadro presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Argentina para los períodos indicados. Para obtener información sobre la fiabilidad de estos datos y las razones por las cuales la Emisora presenta tres medidas de inflación, véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”. Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga del valor de mercado de las Obligaciones Negociables”.

	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018⁽¹⁾</u>	<u>2019⁽¹⁾</u>
Actividad económica						
PBI nominal en U\$S corrientes(2) (en millones de U\$S)	563.955	642.665	554.448	642.413	516.981	448.431
Inversión nacional bruta real (3) (en pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI	(4,35)%	0,71 %	(3,78)%	9,30%	(3,39)%	14,04%
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio						
IPC del INDEC (% de variación)(4)	24,0 %	11,9 %	16,9 %	24,8%	47,6 %	53,8%
Actividad económica						
Inflación (medida según el IPC de la Ciudad de Buenos Aires) (% de variación)(5)	38,0 %	26,9 %	41,0 %	26,1%	45,50 %	50,60%

Inflación (medida según el IPC de la Provincia de San Luis) (% de variación)(5)	39,4 %	31,6 %	31,5 %	24,3%	50,00 %	57,60%
Índice de Precios Mayoristas (IPM) (% de variación)	28,3 %	10,6%(5)	34,5%(5)	18,8%	73,50 %	58,50%
Tipo de cambio nominal (6) (en Ps./US\$ al cierre del período)	8,55	13,00	15,89	18,65	37,70	58,89

Fuentes: Ministerio de Obras Públicas de la Nación, Banco de la Nación Argentina e Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

- (1) *Variación informada por el INDEC a diciembre de 2019. Los datos del PBI real del período 2011-2014 fueron ajustados por el INDEC.*
- (2) *Cálculos basados en el PBI nominal en Pesos informado por el INDEC en diciembre de 2018, dividido por el tipo de cambio nominal promedio entre el Ps. y el US\$ para cada período, según lo informado por Banco de la Nación Argentina.*
- (3) *Cálculos para los ejercicios 2014 a 2019 basados en la inversión nacional bruta real (pesos de 2004) y el PBI informado por el INDEC en marzo de 2020.*
- (4) *Los datos disponibles para el año 2015 son hasta octubre de ese año (última fecha publicada). Las autoridades del INDEC que asumieron sus funciones en diciembre de 2015, declararon el estado de emergencia del sistema de estadísticas de Argentina. Así pues, el sitio web del INDEC advierte que las series estadísticas publicadas desde enero de 2007 hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016, según informado por el INDEC en su sitio web. El INDEC, en el marco de las atribuciones conferidas por los decretos 181/15 y 55/16, dispuso las investigaciones requeridas para establecer la regularidad de procedimientos de obtención de datos, su procesamiento, elaboración de indicadores y difusión. El IPC para 2016 contiene datos de abril a diciembre de 2016 (única información publicada).*
- (5) *El 8 de enero de 2016, tras determinar que las series estadísticas elaboradas por el INDEC no eran fiables, incluso las referidas al IPC, el gobierno de Mauricio Macri declaró al sistema de estadísticas nacional y al INDEC en un estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC dio a conocer las cifras oficiales del IPC publicada por la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis a modo de referencia; las cuales se incluyen en el presente.*
- (6) *Tipo de cambio divisas vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina.*

De acuerdo con los datos revisados publicados por el INDEC el 21 de marzo de 2017, en 2012, el PBI real de Argentina disminuyó un 1,0%. Esta recesión económica obedeció a factores internos y externos, fundamentalmente, a la desaceleración del crecimiento en economías en desarrollo, incluidos los principales socios comerciales de Argentina, y una sequía generalizada que afectó la producción agrícola. Tras la retracción de 2012, el PBI real de Argentina repuntó en 2013, registrando un crecimiento del 2,4% en comparación con 2012, mientras que la demanda interna en 2013 ayudó a compensar la falta de vigor de la demanda del resto del mundo. En 2014, el PBI real de Argentina disminuyó un 2,5% en comparación con 2013, lo cual refleja el impacto de la desaceleración del crecimiento en economías en desarrollo en las exportaciones de Argentina, generando mayores incertidumbres en el sector financiero y fluctuaciones en los tipos de cambio.

En 2015, el PBI real de Argentina aumentó un 2,7%, principalmente, como consecuencia de: (i) un aumento del 3,5% en la inversión bruta, el cual obedece a un aumento del 5,9% en inversiones brutas y un aumento del 2,5% en las inversiones en construcción; y (ii) un aumento del 6,9% en el consumo del sector público y del 3,7% en el consumo del sector privado. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 4,7% en las importaciones, motivado por una mayor actividad económica, lo cual generó un saldo de la balanza comercial negativo.

En 2016, el PBI de Argentina se contrajo un 2,1%, primordialmente, como consecuencia de: (i) un aumento del 5,8% en las importaciones de bienes y servicios en lugar de consumir la producción interna, y (ii) una caída del 5,8% en inversiones brutas. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 5,3% en los bienes y servicios exportados.

Durante 2017, en comparación con 2016, el PBI de Argentina aumentó en un 2,7%, principalmente como resultado de (i) un aumento del 12,2% en inversiones brutas, (ii) un aumento del 4% en el consumo del sector privado, (iii) un aumento del 2,7% en el consumo del sector público, y (iv) un aumento del 1,7% en exportaciones. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 15,4% en las importaciones.

Durante 2018, en comparación con 2017, el PBI de Argentina disminuyó un 2,5%, principalmente como resultado de (i) una disminución del 5,8% en inversiones brutas, (ii) una disminución del 2,4% en el consumo del sector privado, y (iii) una disminución

del 3,3% en el consumo del sector público. Estos factores se vieron parcialmente compensados por una disminución del 5,1% en las importaciones.

Durante 2019, en comparación con 2018, el PBI de Argentina disminuyó un 2,2%, principalmente como resultado de una disminución del 15,9% en inversiones en bienes de capital, una disminución del 6,4% en el consumo del sector privado, y una disminución del 1,5% en el consumo del sector público. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 9,4% en las exportaciones y una disminución del 18,7% en las importaciones.

A la fecha de este Prospecto, Argentina tiene importantes retos por delante, entre ellos, la necesidad de atraer inversiones en bienes de capital que posibiliten el crecimiento sustentable y reduzcan la presión inflacionaria, renegociar los contratos de servicios públicos y resolver la crisis energética actual. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”*, en particular *“El nuevo coronavirus podría tener un efecto negativo en las operaciones comerciales y la situación financiera de la Emisora”* que describe el potencial impacto del COVID-19 sobre ciertos proyectos de la Compañía, lo que podría tener un impacto significativo adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora, véase *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora – Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”* y *“Liquidez y Recursos de Capital”*.

En vista de estas incertidumbres, la evolución a largo plazo de la economía argentina sigue siendo incierta. La tasa de crecimiento del PBI real disminuyó en 2018, mientras que el índice de inflación fue del 47,64%. En 2019, la tasa de crecimiento del PBI real disminuyó, y el índice de inflación fue del 53,83%.

Durante 2019, toda la actividad económica de Argentina se vio principalmente afectada por períodos de volatilidad en los índices cambiarios y financieros, los cuales aumentaron luego de las elecciones primarias llevadas a cabo en agosto. Luego de una modesta recuperación registrada durante el segundo trimestre del año, la turbulencia financiera del tercer trimestre generó una doble recaída en la actividad. En términos generales, la mayoría de los sectores económicos se vieron adversamente afectados por el contexto macroeconómico general en diferentes grados (con la excepción del sector agrícola que tuvo un desempeño sobresaliente).

Inflación

Argentina debió enfrentar y sigue enfrentando presiones inflacionarias. Desde el año 2012 a la fecha, la Argentina experimentó aumentos en la tasa de inflación medidos según el IPC y el IPM, reflejo del continuado incremento en los niveles de consumo privado y actividad económica (incluidas las exportaciones y la inversión pública y privada), ejerciendo cada vez más presión en la demanda de bienes y servicios.

En períodos altamente inflacionarios, los sueldos y jornales tienden a caer y los consumidores adaptan sus patrones de consumo, eliminando gastos innecesarios. El aumento del riesgo inflacionario puede llegar a socavar el crecimiento macroeconómico y limitar más aún la disponibilidad de financiamiento, con el consiguiente impacto negativo en las operaciones de la Emisora. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina”*. Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente”.

El aumento de la inflación también tiene un efecto negativo en el costo de ventas, en los gastos administrativos y de comercialización, en especial, en los sueldos y las cargas sociales de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que un incremento en los costos producto de la inflación se podrá compensar, en todo o en parte, con incrementos en las tarifas de la energía eléctrica que produce.

La NIC N° 29, Información financiera en economías hiperinflacionarias, requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa. Si bien la norma no establece una tasa única de inflación que, al ser sobrepasada, determinaría la existencia de una economía hiperinflacionaria, es práctica generalizada considerar para ese propósito una variación del nivel de precios que se aproxime o exceda el 100% acumulativo durante los tres últimos años, junto con otra serie de factores cualitativos de orden macroeconómico.

Debido a factores macroeconómicos, la inflación trienal superó a dicha cifra en 2018 y Argentina ha sido considerada una economía hiperinflacionaria desde el 1° de julio de 2018. Véase *“Riesgos relacionados con Argentina- Al 1 de julio de 2018, el Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera y las de sus subsidiarias argentinas”* y *“Si no bajan los niveles de inflación actuales, la economía argentina podría verse afectada adversamente.”*

Por lo tanto, los estados financieros de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, incluyendo las cifras para los períodos anteriores (este hecho no afecta las decisiones adoptadas sobre la información financiera para dichos períodos), y a menos que se indique lo contrario, la información financiera incluida en otra sección de este Prospecto, han sido reajustados para considerar las variaciones en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Emisora (peso argentino) en virtud de la NIC 29 y la Resolución General N° 777/2018 de la CNV.

Asimismo, como consecuencia de la aplicación de la NIC 29, mantener activos monetarios netos genera una pérdida del poder adquisitivo, siempre que dichos ítems no estén sujetos a un mecanismo de ajuste que compense en cierta medida dicha pérdida. Esta pérdida se registra en el estado de resultados integrales.

En consecuencia, la Emisora ha reconocido una pérdida con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 2.432 millones, Ps. 6.209 millones y Ps. 234 millones en los estados financieros de la Emisora para los ejercicios finalizados en 2019, 2018 y 2017, respectivamente, mientras que la Emisora ha reconocido una ganancia por con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps.314 millones y una pérdida de Ps. 1.979 millones para los periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 respectivamente.

La Ley 27.468 también sustituyó al índice de precios mayoristas (“IPM”) por el IPC como el índice de referencia para la indexación fiscal y modificó las normas para poner en marcha el procedimiento de indexación fiscal. Asimismo, la Ley 27.468 establece que durante los primeros tres años a partir del 1° de enero de 2018, la indexación fiscal será obligatoria si la variación del IPC excede el 55% en 2018, el 30% en 2019 y el 15% en 2020. La Ley de Solidaridad modificó los períodos a los que debería asignarse la indexación fiscal. De acuerdo con dicha ley, el resultado positivo o negativo generado por la aplicación del ajuste por inflación correspondiente al primer y al segundo ejercicio a partir del 1° de enero de 2019 se imputará un sexto (1/6) en dicho ejercicio y los cinco sextos restantes (5/6) en partes iguales en los cinco ejercicios subsiguientes. Para 2019, la Emisora registró una pérdida neta de Ps. 426 millones en el rubro Impuesto a las Ganancias del Estado de Resultados con respecto a la aplicación del ajuste por inflación mencionado anteriormente.

Fluctuaciones del tipo de cambio

La Emisora está expuesta al riesgo cambiario respecto a la relación entre el Peso Argentino y el Dólar Estadounidense, debido a que una parte de sus gastos de capital, obligaciones financieras y gastos operativos está denominada en Dólares Estadounidenses. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina - Las grandes fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Controles de Cambio”.

La depreciación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense fue superior al 32,6% en 2013 y al 31,2% en 2014. En 2015, el Peso Argentino se depreció aproximadamente un 52% respecto al Dólar Estadounidense, lo que incluye una devaluación del 10% del 1 de enero 2015 al 30 de septiembre de 2015 y una devaluación del 38% durante el último trimestre del año, la cual se concentró principalmente en el período posterior al 16 de diciembre de 2015, debido a que el gobierno de Macri eliminó una parte significativa de los controles cambiarios. La devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 21,86% en 2016, 17,36% en 2017, 102,16% en 2018 y 58,86% en 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora no tenía instrumentos derivados que cumplieran los requisitos de las NIIF para ser designados como cobertura eficaz de este riesgo específico. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta, activos financieros a valor razonable con cambio en resultados, efectivo y colocaciones a corto plazo en moneda extranjera por aproximadamente U\$S 620 millones, mientras que, a esa misma fecha, la Emisora tenía pasivos denominados en moneda extranjera por un valor total de U\$S 666 millones y, por consiguiente, a esa fecha, su exposición a fluctuaciones de la divisa se encontraba sustancialmente mitigada.

Una depreciación significativa del Peso Argentino podría devenir en un incremento en el costo del servicio de la deuda de la Emisora y en el costo de insumos o equipos importados y, por consiguiente, podría tener un efecto adverso significativo en el resultado de las operaciones. En cuanto respecta a los combustibles utilizados para generar la electricidad que la Emisora comercializa en virtud de Energía Base (el cual representó cerca del 76,14% de las ventas en 2019), la exposición a las fluctuaciones en los precios del combustible no es significativa pues, conforme a la normativa aplicable, el combustible para la energía eléctrica vendida en Energía Base debe ser adquirido a y provisto por CAMMESA sin cargo para la Emisora; por lo tanto, no forma parte del precio recibido por el generador.

El gobierno argentino ha tomado medidas para estabilizar la situación cambiaria, las restricciones para comprar divisas, y en algunos casos, un impuesto adicional.

Ingresos

El siguiente cuadro presenta un detalle de los ingresos de la Emisora para operaciones continuadas para los períodos indicados:

	2019		2018		2017	
	(en miles de Ps.)	Porcentaje de ingresos	(en miles de Ps.)	Porcentaje de ingresos	(en miles de Ps.)	Porcentaje de ingresos
Energía Base (Resolución SE N° 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus modificatorias)(1)	27.378.909	76,14%	19.487.339	88,80%	14.052.286	94,77%
Ventas por contratos (2)	7.350.706	20,44%	1.379.572	6,29%	420.401	2,84%
Ventas de vapor (3)	434.648	1,21%	378.351	1,72%	354.554	2,39%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	286.282	0,80%	298.264	1,36%	-	0,00%
Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO	510.239	1,41%	401.235	1,83%	-	0,00%
Total ingresos de las actividades ordinarias	35.960.784	100%	21.944.761	100%	14.827.241	100%

- (1) Incluye (i) ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones N° 95, 19/2017 y la Res. SE 1/2019, (ii) ventas spot de energía y capacidad a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (con sus modificatorias), (iii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina, y (iv) ingresos relacionados con Res. SEE 70/18. Véase “Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional”).
- (2) Incluye (i) ventas por contrato del mercado a término, (ii) la energía vendida en virtud de Energía Plus, y (iii) ventas por contrato del Programa RenovAR (para más información sobre las ventas por contrato en el mercado a término de la Emisora, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”).
- (3) Incluye el vapor vendido en virtud del contrato de abastecimiento de vapor que la Emisora tiene con YPF desde la Planta de Luján de Cuyo.

A partir de febrero de 2020, las ventas por contrato están reguladas por la Resolución 31/20. Desde febrero de 2019 y hasta enero de 2020, las ventas en virtud del programa Energía Base estuvieron reguladas por la Resolución SRRyME N° 1/19, desde febrero de 2017 y hasta el 28 de febrero de 2019, las ventas en virtud del programa Energía Base estuvieron reguladas por la Resolución SEE N° 19/17, la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con las modificatorias introducidas por Resolución SE N° 529/14, Resolución SE N° 482/15 (la “Resolución N° 482”) y Resolución SE N° 22/16, y denominadas en dólares estadounidenses. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Emisora comercializó más del 97,68% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 88,80% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora comercializó más del 92,37% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 76,14% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Asimismo, la Emisora continúa comercializando una parte de la energía eléctrica en el mercado spot en virtud del marco regulatorio creado antes de Energía Base. Para más información, véase “Información sobre la Emisora – El Sector Eléctrico Argentino – Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

Por otra parte, la Emisora comercializa capacidad de generación y la energía eléctrica asociada en el marco de contratos negociados con contrapartes del sector privado en virtud de Energía Plus y otros contratos vigentes con contrapartes del sector privado celebrados con anterioridad a la implementación de Energía Base (ambos bajo el ítem “Ventas de energía bajo contratos” en el cuadro). En líneas generales, las ventas por contrato involucran PPA que se celebran con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de estos contratos incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural.

A continuación se resumen los aspectos clave de las fuentes de ingreso más relevantes de la Emisora, a saber: (i) Energía Base; (iii) los contratos con YPF para electricidad y vapor; y (iii) venta de energía eléctrica en el mercado spot.

Energía Base

Energía Base es la mayor fuente de ingresos de la Emisora. La Resolución SE No. 95/13, sancionada en febrero de 2013, modificó la forma en la que se remunera la energía en el mercado spot y estableció el programa Energía Base. Desde febrero de 2017 hasta el 28 de febrero de 2019 inclusive, las ventas consumadas en virtud del marco regulatorio de Energía Base se rigieron por la Resolución

SEE N° 19/17. A partir del 1° de marzo de 2019, las ventas consumadas en virtud del marco regulatorio de Energía Base se rigieron por la Resolución SRRyME N° 1/19.

Conforme a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias, la entidad regulatoria aplicable (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía Eléctrica y en años anteriores, la ex Secretaría de Energía Eléctrica) establecía precios de energía que eran actualizados anualmente.

A partir de febrero de 2014 y 2015, la autoridad de aplicación ajustó las tarifas a través de la Resolución SE 529/14 (“Resolución N° 529”) y la Resolución SE 482/2015, respectivamente. Estos ajustes tenían por fin permitir a los generadores cubrir, al menos parcialmente, los aumentos de costos del negocio encausados en la inflación y la devaluación de la moneda. No obstante, al no contar con un mecanismo de determinación de precios con una periodicidad preestablecidas por norma, los mismos resultaron discrecionales.

En este contexto, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 22/16 que actualizó los precios de la energía establecidos a través de la Resolución SE N° 95/13. La vigencia de estos aumentos es a partir de febrero de 2016. Con respecto a los fundamentos de esta resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica aseveró que la misma se sancionó con el exclusivo propósito de “apuntalar provisoriamente el funcionamiento y mantenimiento de los equipos afectados y las centrales eléctricas, hasta que entren en vigencia paulatinamente las medidas regulatorias que está analizando el Poder Ejecutivo con el fin de restablecer la operatoria normal del MEM”. El 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017), la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias.

Conforme a esta resolución, que estuvo vigente hasta el 28 de febrero de 2019 inclusive, la Secretaría de Energía Eléctrica estableció que los generadores, cogeneradores y autogeneradores que actúen como agentes del MEM y operen plantas térmicas convencionales podrán realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Conforme a estas ofertas, estas empresas de generación pueden comprometer una capacidad y una producción de energía específicas, en la medida en que dicha capacidad y la energía eléctrica asociada no hubiesen sido comprometidas antes en el marco de los PPA celebrados con arreglo a (i) las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, (ii) la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica y (iii) las Resoluciones N° 136/16 y N° 213/16 del Ministerio de Energía y Minería, como también los PPA con sujeción a un régimen de remuneración diferencial creado o autorizado por el Ministerio de Energía y Minería. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (quien actúa en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), la cual se constituirá como la parte compradora de la energía en virtud de los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE N° 19/17 establecía que dichos contratos pueden ser cedidos a empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios del MEM, una vez que se levante el estado de emergencia del sistema eléctrico en Argentina (declarado por Decreto N° 134/1995, hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad absoluta del Gobierno Argentino quedaron excluidos del alcance de la Resolución SEE N° 19/17.

El plazo de los compromisos de disponibilidad garantizada en la Resolución SEE N° 19/17 era de tres años y sus respectivos términos y condiciones generales estaban estipulados en la Resolución SEE N° 19/17.

La remuneración a pagar a la empresa de generación se calculaba en Dólares Estadounidenses, de acuerdo con las fórmulas y los valores previstos en la citada resolución y se compone de (i) un precio por la disponibilidad de capacidad mensual, y (ii) un precio por la energía eléctrica generada y operada. Véase *“Información sobre la Emisora-El Sector Eléctrico Argentino-Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”*.

La Resolución SEE N° 19/17 establecía también que los agentes del MEM que operan centrales hidroeléctricas convencionales, centrales hidroeléctricas de bombeo y centrales eléctricas que utilizan otros recursos energéticos serán remuneradas por la energía producida y la capacidad de sus unidades de generación, de acuerdo con los valores indicados en la aludida resolución, ello en la medida en que dicha energía y capacidad no hubiesen sido comprometidas en virtud de los PPA celebrados con arreglo a las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería.

El 11 de noviembre de 2018, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SGE N° 70/2018, que reemplaza al Artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. Esta nueva resolución permite a los generadores de energía eléctrica, autogeneradores y cogeneradores que actúan en el MEM adquirir su propio combustible. No obstante, los compromisos previos asumidos por generadores con CAMMESA para los contratos de abastecimiento de energía no fueron modificados por esta nueva reglamentación. Si las compañías generadoras optaran por esta opción, CAMMESA valuará y pagará a los generadores sus respectivos costos de combustible de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generador a CAMMESA. De acuerdo con el procedimiento de CAMMESA, las máquinas con menor CVP tienen prioridad en el despacho, y en consecuencia, pueden producir más energía eléctrica. El Organismo Encargado del Despacho (OED) – CAMMESA – seguirá suministrando el combustible a aquellas compañías generadoras que no opten por esta opción.

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP N° 12/2019, derogando la Resolución SGE N° 70/2018 y restableciendo la vigencia del Art. 8 de la Res. SE 95/2013. A partir de enero de 2020, CAMMESA se convirtió en el único proveedor de combustible para las compañías generadoras, excepto (i) unidades térmicas que tenían compromisos previos con CAMMESA por contratos de abastecimiento de energía con su propia administración de combustible y (ii) unidades térmicas bajo el marco regulatorio Energía Plus, autorizadas bajo la Resolución SE N° 1281/05 para suministrar energía a grandes usuarios privados.

Durante 2019, Central Puerto adquirió el combustible necesario (gas natural) para la operación de algunas de sus unidades térmicas, según se muestra a continuación:

Mes (de 2019)	m3	m3	m3
ene-19.....	57.738.667	129.311.174	187.049.841
feb-19.....	49.195.525	99.378.355	148.573.880
mar-19.....	55.703.130	93.962.355	149.665.485
abr-19.....	41.323.743	125.897.219	167.220.962
may-19.....	45.126.615	86.879.731	132.006.346
jun-19.....	23.251.170	6.300.000	29.551.170
jul-19.....	1.183.000	0	1.183.000
ago-19.....	35.521.872	8.875.000	44.396.872
sep-19.....	44.932.188	62.316.850	107.249.038
oct-19.....	55.461.812	125.410.098	180.871.910
nov-19.....	41.883.285	118.397.704	160.280.989
dic-19.....	56.638.951	151.415.450	208.054.401
Total 2019.....	507.959.958	1.008.143.936	1.516.103.894

Los precios de la energía vendida conforme al marco regulatorio previsto en la Resolución SE N° 95/13 se fijaban y pagaban en Pesos Argentinos, mientras que los precios en virtud de la Resolución SEE N° 19/17 se fijaban en Dólares Estadounidenses y se pagaban en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente al día previo a la fecha de vencimiento de cada venta de energía mensual bajo la Resolución SEE N° 19/17. En ambos casos, los precios no incluyen el costo del combustible pues, conforme a las citadas normas, el mismo es suministrado por CAMMESA a las empresas de generación en cuestión, sin cargo.

Los pagos realizados por CAMMESA a las empresas de generación por la venta de energía en virtud de Energía Base durante cada mes vencen a los 42 días del cierre del mes en cuestión. Como consecuencia de las demoras en los pagos de distribuidores debido al congelamiento de tarifas, desde 2012 se vienen registrando demoras en la liquidación total de las operaciones mensuales por parte de CAMMESA, la cual efectúa el pago mensual, en promedio, 68 días - y, en ocasiones, hasta 101 días - después de finalizado el mes en cuestión. No obstante, desde septiembre de 2016 hasta noviembre de 2017, CAMMESA ha pagado sin demoras, y desde entonces, hubieron períodos cortos en los que CAMMESA experimentó demoras en el pago.

A partir del 1° de marzo de 2019, con la Resolución SSRyME N° 1/19 entró en vigencia un nuevo régimen de remuneración para el programa Energía Base, que redujo los precios para la capacidad y energía vendidas para estas unidades.

El 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 31/20 aplicable a partir del 1° de febrero de 2020, la cual reemplaza el marco regulatorio para Energía Base. Los principales cambios fueron:

- Los precios se fijaron en pesos argentinos.
- El precio de la energía variable inicial si bien está denominada en pesos argentinos permaneció casi sin cambios. El tipo de cambio aplicable entre el nuevo precio en pesos argentinos y el precio anterior en dólares estadounidenses era de Ps. 60 por cada US\$ 1, similar al tipo de cambio promedio durante enero de 2020, de Ps. 60,01 por cada US\$ 1.
- El precio de la potencia inicial para energía de unidades térmicas se redujo aproximadamente un 16% y se fijó en pesos argentinos.
- Las unidades de generación con un Factor de Utilización inferior al 30% en los últimos doce meses reciben el 60% del precio, comparado con hasta el 70% anterior. Asimismo, si el Factor de Utilización se encuentra entre el umbral del 30-70%, las unidades de generación reciben una proporción lineal de entre el 60 y el 100% del precio de la potencia, y si el Factor de Utilización es del 70% o más, las unidades de generación reciben el 100% del precio.
- El precio de la potencia fija inicial para las hidroeléctricas se redujo aproximadamente un 45% y se fijó en pesos argentinos.

- Se estableció un nuevo régimen de remuneración para generación en horas de demanda pico con el fin de mitigar parcialmente el precio de la potencia fijo, considerando los equipos con los que cuenta la compañía generadora.
- Los precios fijados en pesos se ajustarán mensualmente con la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPM (Establecido en el Anexo VI de la Resolución 31).

No obstante, el 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía podría haber instruido a CAMMESA posponer hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI, en relación con el mecanismo de actualización de precios descrito en “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual*”. En consecuencia, CAMMESA no aplica el mecanismo de actualización de precios para los pagos mensuales de marzo 2020 bajo el programa Energía Base. La Emisora está evaluando los efectos que dicha falta de aplicación del mencionado Anexo VI podría tener así como los pasos a seguir en tal sentido.

Para más información, véase “*Información sobre la Emisora— El Sector Eléctrico Argentino – Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13*”.

Energía Eléctrica Vendida en el Mercado Spot

Hasta el 31 de octubre de 2017, fecha en la que venció el contrato para la compra de energía eléctrica celebrado entre la Emisora e YPF, en la planta La Plata, la Emisora vendía la energía sobrante de la demanda de YPF en el mercado spot bajo el marco regulatorio vigente antes de la Resolución SE N° 95/13. Véase “*Información sobre la Emisora. El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Generación y el MEM—Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE N° 95/13*”.

La remuneración que los generadores perciben por ventas de energía en el mercado spot bajo dicho marco anterior es fijada en forma horaria por CAMMESA (en virtud de las Resoluciones N° 1/2003 y 240/2003 de la Secretaría de Energía y el Anexo 5 de los Procedimientos), y comprende (i) el precio de la electricidad vendida (que varía según la tecnología de la unidad de generación y su capacidad de generación y el nodo de conexión al que está conectado el generador a la red y los costos de generación incurridos) y (ii) un precio por la capacidad de generación de las unidades de generación puesta a disposición por el generador para abastecer electricidad. Ambos precios son determinados por CAMMESA. A fin de determinar dichos precios de la electricidad, CAMMESA toma en cuenta ciertos costos, principalmente: (i) los costos de combustible (aplicando, según la Resolución N°240/2003, el costo de adquisición de gas natural, ya sea que las unidades de generación sean o no alimentadas con gas natural u otro tipo de combustible, y asumiendo plena disponibilidad de gas natural) y (ii) los costos de mantenimiento y operación.

De acuerdo con la Resolución N° 240/2003 citada anteriormente, si CAMMESA debe imponer restricciones a la demanda de electricidad, el precio spot máximo aplicable para la electricidad sería de Ps. 120 por MWh. Debido a que la mayoría de los generadores utilizan otros tipos de combustible y no solo gas natural, el precio spot que reciben por la electricidad vendida, de acuerdo con las reglamentaciones antes mencionadas, generalmente no cubre los costos variables incurridos para generar y abastecer de electricidad. Para compensar dicha diferencia, estos generadores son también remunerados a través de un fondo de estabilización (el “Fondo de Estabilización”), creado a efectos de absorber la diferencia entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Sin embargo, debido a la escasez del Fondo de Estabilización, los pagos de dicha remuneración empleando este fondo están sujetos a un orden de prioridad en los pagos establecido en la Resolución N° 406/03 de la Secretaría de Energía. Para más información, véase “*Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria*”.

Dentro del rubro de los estados financieros correspondiente a la energía eléctrica vendida en el mercado spot, la Emisora incluye también los ingresos que recibe de CAMMESA en virtud de la Resolución N° 724/2008, en virtud de los contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía. En virtud de los contratos celebrados con CAMMESA bajo la Resolución N° 724/2008, la Emisora se comprometió a mantener ciertos niveles mínimos de disponibilidad mensual para cada unidad especificada en los contratos por un plazo de siete años, durante el cual la Emisora tiene derecho a recibir pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses. En el supuesto de que alguna unidad puntual no alcance el nivel mínimo de disponibilidad mensual, el pago mensual correspondiente a dicha unidad se reduce proporcionalmente.

Con posterioridad a la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta La Plata, la Emisora no vende energía eléctrica en el mercado spot en la planta La Plata.

Al 31 de diciembre de 2017, la planta La Plata estaba clasificada como un grupo enajenable disponible para la venta y sus respectivos resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 como operaciones discontinuadas en los estados financieros consolidados auditados de la Emisora. Con efectos al 5 de enero de 2018, la Emisora vendió la planta La Plata a YPF EE.

Ventas por Contratos, Ventas de Vapor y Otras Ventas

Contrato para suministrar energía eléctrica y vapor a YPF y comprar combustible a YPF - Planta La Plata

La Emisora tenía un contrato con YPF para el abastecimiento de energía y vapor que venció el 31 de octubre de 2017, con respecto al abastecimiento de energía, y se extinguió en la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta La Plata, con respecto al abastecimiento de vapor. Conforme a este contrato, YPF (i) compraba, hasta el 31 de octubre de 2017, energía eléctrica producida por la planta La Plata, y hasta la Fecha de Vigencia de la Venta de la Planta La Plata, (ii) compraba todo el vapor producido por la planta La Plata; y (iii) suministraba a la planta La Plata todo el gas oíl y el gas natural necesarios para el funcionamiento de la planta. YPF también suministraba el agua en las condiciones necesarias para convertirla en vapor, el cual era luego entregado a YPF a través de un ducto para vapor. La Emisora estaba a cargo del mantenimiento y funcionamiento de la planta de cogeneración.

La Emisora suministraba 73 MW de energía eléctrica a YPF (de la capacidad instalada total de 128 MW de la planta La Plata) durante la vigencia contractual, con condiciones de compra en firme (TOP por sus siglas en inglés) de la energía eléctrica producida. Dicha energía eléctrica era entregada a las tres plantas de YPF a través del SADI: (i) 41 MW para la refinería de La Plata, (ii) 22 MW para la refinería de Luján de Cuyo y (iii) 10 MW para el complejo petroquímico de Ensenada. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, la Planta La Plata estaba clasificada como un grupo enajenable disponible para la venta y sus respectivos resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 como operaciones discontinuadas en los estados financieros consolidados auditados de la Emisora. Con efectos al 5 de enero de 2018, la Emisora vendió la planta La Plata a YPF EE.

Suministro de vapor a YPF - Planta Luján de Cuyo

En el marco de un contrato a 20 años firmado en 1999, la Emisora abasteció a YPF del vapor generado en la planta de Lujan de Cuyo por las unidades marca “Alstom”, con insumos proporcionados por YPF bajo un contrato de compra en firme. El 8 de febrero de 2018, la Emisora suscribió un acuerdo para prorrogar el contrato de abastecimiento de vapor que la Emisora tiene con YPF por un período de hasta 24 meses contados a partir del 1 de enero de 2019, sujeto a los mismos términos y condiciones o hasta tanto la nueva unidad de cogeneración comience a operar, lo que ocurra primero. El 15 de diciembre de 2017, la Emisora también suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años con el fin de reemplazar al contrato existente con YPF luego del inicio de operaciones de la nueva unidad de cogeneración, la cual comenzó a operar el 5 de octubre de 2019, reemplazando el sistema combinado de calor y energía (CHP), y abastece hasta 125 toneladas métricas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo bajo un contrato de abastecimiento de vapor. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. Para mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase “*Resultados de las Operaciones – Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora – Ventas por Contratos, Ventas de Vapor y Otras Ventas – Suministro de Vapor a YPF – Planta Luján de Cuyo*”.

Abastecimiento de vapor a T6 Industrial S.A.—Terminal 6 San Lorenzo

El 27 de diciembre de 2017, la Emisora celebró un contrato para el abastecimiento de vapor con T6 Industrial S.A. para la nueva unidad de cogeneración en la central Terminal 6 San Lorenzo de la Emisora.

Reventa de capacidad de transporte de gas natural

El contrato entre la Emisora y TGS para la capacidad de transporte de gas natural continuó vigente con posterioridad a la Venta de la Planta La Plata. En virtud de los términos del contrato de la Emisora con YPF EE, la Emisora revende la capacidad de transporte de gas natural a YPF EE mediante el sistema de reventa previsto por la Resolución ENARGAS 419/97. La reventa conforme a dicho sistema está abierta a terceros y por ende, no garantiza que YPF EE recibirá la capacidad de transporte de gas necesaria para operar la planta La Plata. En consecuencia, el 25 de enero de 2018, la Emisora solicitó estar inscrita en el Ministerio de Energía y en ENARGAS como comercializadora de gas natural para permitir la reventa de su capacidad de transporte de gas a YPF EE sin el riesgo de intervención de terceros. El 20 de julio de 2018, la Emisora fue efectivamente inscrita como comercializadora de gas natural.

Oferta y demanda de electricidad

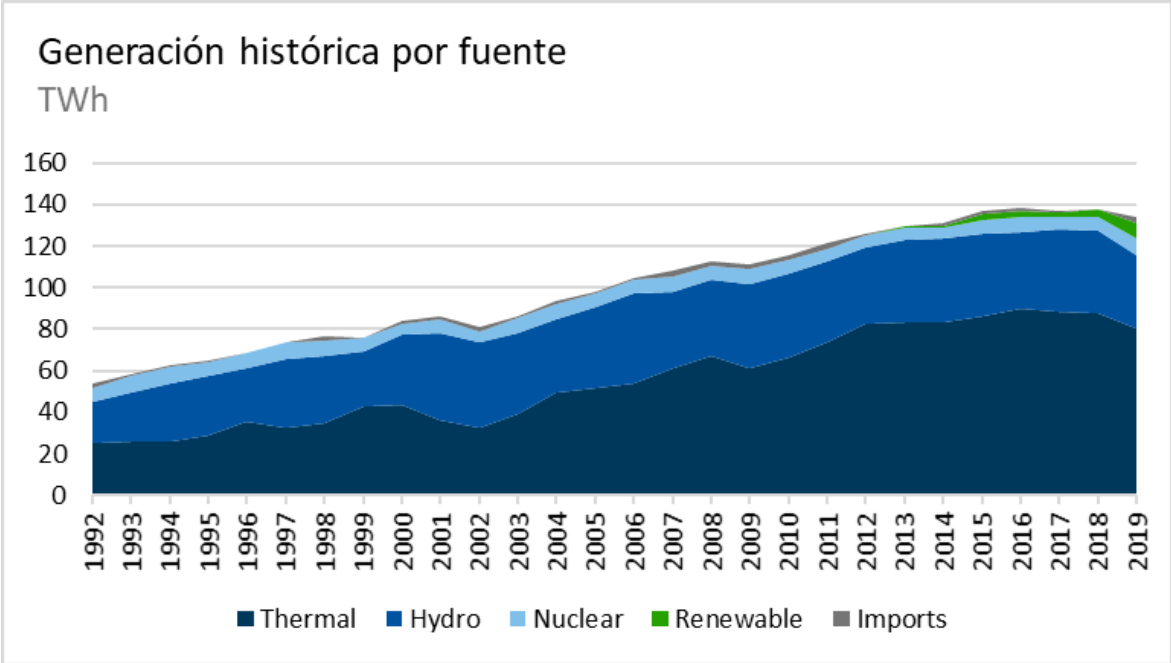
La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones económicas y políticas imperantes en un momento dado en Argentina y de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía dependiendo de la evolución de la economía

argentina, ya que las empresas y las personas generalmente consumen más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar sus gastos durante períodos de estabilidad o crecimiento económicos. En consecuencia, la demanda de energía resulta afectada por las acciones del gobierno argentino con respecto a la economía, incluyendo con respecto a la inflación, las tasas de interés, los controles de precio, los impuestos y las tarifas por el suministro de energía.

Con posterioridad a la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina creció uniformemente cada año impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de tarifas. Durante 2014, la demanda de electricidad subió un 0,98% en comparación con 2013, de 125.239 GWh a 126.467 GWh. Durante 2015, la demanda de electricidad subió un 4,45% en comparación con 2014, de 126.467 GWh a 132.110 GWh, mientras que en 2016, la demanda de electricidad subió un 0,65% a 132.970 GWh. El 8 de febrero de 2018 se registró una nueva carga de capacidad récord de 26.320 MW que fue un 3,7% superior al pico de 2016.

La generación de electricidad disminuyó un 2,78% en 2019, de 137.482 GWh en 2018 a 133.993 GWh en 2019. La generación de electricidad se incrementó un 0,75% en 2018, de 136.465 GWh en 2017 a 137,482 en 2018. Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la generación de electricidad disminuyó un 0,1% en 2016, de 136.600 GWh en 2016 a 136.465 en 2017.

El siguiente gráfico ilustra el suministro de electricidad en Argentina por fuente, lo que incluye generación nacional a partir de fuentes hidroeléctricas, térmicas, nucleares y renovables, como también electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).



Fuente: CAMMESA.

El siguiente cuadro muestra la demanda de energía correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019:

Demanda por región para el ejercicio 2019	Demanda total de energía (1)	Generación de plantas Central Puerto (2)(3)																		
		Complejo Puerto		Planta Luján de Cuyo		Planta Brigadier López		Planta Piedra del Águila		La Castellana		La Castellana II		Achiras		Manque		La Geneveva II		
		MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	
Gran Buenos Aires	48.552.665	7.108.434	14,64%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Litoral.....	15.638.206	-	-	-	-	127.401	0,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provincia de Buenos Aires	14.880.075	-	-	-	-	-	-	-	-	418.171	2,81%	32.966	0,22%	-	-	-	-	-	58.441	0,39%
Centro.....	11.239.663	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	202.314	1,8%	18.430	0,16%	-	-	
Noroeste.....	10.206.001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Noreste.....	9.291.721	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuyo.....	8.050.302	-	-	2.958.663	36,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Patagonia.....	6.077.989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Comahue.....	4.943.443	-	-	-	-	-	-	3.919.798	79,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

(1) Datos de demanda correspondientes a 2019.

(2) Datos de generación correspondientes a 2019.

(3) Generación de las plantas Central Puerto.

La generación termoeléctrica siguió siendo la principal fuente de abastecimiento de electricidad en 2019 ya que aportó 80.138 GWh (61,06%), seguida de la generación hidroeléctrica neta del bombeo, que aportó 35.370 GWh (26,95%) y la generación nuclear que aportó 7.927 GWh (6,04%), y la generación fotovoltaica y eólica, que aportó 7.812 GWh (5,95%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local de hasta 2.746 GWh (2,0% del abastecimiento de energía total, 699% más que en 2018) de Uruguay, Paraguay y Brasil, y exportaciones a Brasil de hasta 261 GWh (6,82% menos que en 2018) y pérdidas de transmisión por 4.852 GWh (6,99% más que en 2018).

En 2019, la generación de energía hidroeléctrica registró una disminución de 11,47% en comparación con 2018, primordialmente, como consecuencia de una disminución en los niveles de agua, en tanto la generación térmica registró una disminución del 9,65% principalmente debido a una menor demanda interna y a la introducción de nuevas unidades de energía renovable. La generación nuclear registró un incremento de 22,84%, en comparación con 2018, debido a una mayor disponibilidad de generación en 2019, en comparación con 2018. En este sentido, la generación termoeléctrica siguió siendo la principal fuente para el abastecimiento de electricidad, alimentado tanto por gas natural como por combustibles líquidos (diesel oil y fuel oil), y también carbón mineral durante los meses de invierno. Finalmente, la generación de energía renovable aumentó un 133,18% en comparación con 2018, principalmente debido a la introducción de nuevos parques eólicos y solares.

Durante 2019, las instalaciones de generación incrementaron su capacidad instalada de 38.538 MW en 2018 a 39.704 MW. Este aumento se debió principalmente al inicio de operaciones de nuevas unidades térmicas y de energía renovable.

El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino

En diciembre de 2015, el gobierno anterior declaró mediante el Decreto 134/2015, la emergencia energética nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Por medio del mismo, se instruye al Ministerio de Energía a elaborar, poner en vigencia, e implementar un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Estos objetivos implicaban la necesidad de incrementar las inversiones en los distintos sectores de la cadena productiva a fin de adecuar la oferta a la demanda energética del país, que suponen tanto un desafío como una oportunidad para los actores de la industria.

En materia de generación eléctrica, el Ministerio de Energía ha anunciado públicamente en 2016 la necesidad de nueva capacidad de generación, e indicado que debe solucionarse mediante la expansión de fuentes de energía térmica y renovable por parte de empresas del sector privado, y en consecuencia, tomó recientemente medidas tendientes a aumentar la capacidad de generación, a fin de asegurar la provisión de energía eléctrica y reducir las necesidades de importación desde países vecinos. En ese sentido, el Ministerio de Energía enfatizó que la Argentina necesitaba incorporar 10 GW de capacidad de generación con recursos convencionales y 10 GW de capacidad de generación con recursos renovables, a los efectos de satisfacer la creciente demanda de energía durante los próximos diez años. Debido a la situación del sector industrial y a las condiciones macroeconómicas de Argentina, que llevaron a una disminución en la demanda de generación de energía eléctrica, es incierto si el gobierno actual seguirá persiguiendo dicho objetivo.

Licitación para unidades de generación térmica

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 21/16, llamó a licitación para instalar nuevas unidades de generación térmica, las cuales entrarían en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 (algunas de las cuales ya se encuentran en funcionamiento) y el verano de 2017/2018. Las empresas de generación que resultaron adjudicatarias celebraron un PPA con CAMMESA denominado en Dólares Estadounidenses y la capacidad de estas unidades será remunerada al precio indicado en la oferta y conforme a los términos de la Resolución SEE N° 21/16.

El gobierno argentino, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. Los principales objetivos de este proceso eran (i) incrementar el suministro de energía eléctrica generada mediante unidades de generación térmica, y (ii) consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que posean su propio suministro de combustible permanente y garantizado, reduciendo en consecuencia la necesidad de transporte eléctrico y los costos del gobierno argentino y el MEM.

Licitación para nuevas unidades de generación de energía renovable

A su vez, el 22 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica llamó a licitación para la instalación de 1.000 MW de nuevas unidades de energía renovable (“Programa RenovAR”). Esta convocatoria se enmarca en la Ley N° 27.191 y en el Decreto 531/16, que impulsó el incremento de generación de energía eléctrica de estas fuentes estableciendo entre otras cosas, importantes beneficios

fiscales. Véase *“Información sobre la Emisora- El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable”*.

Durante el 2015, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables fue de un 0,40% del suministro total de energía en la Argentina. Según el art. 2 de la ley citada, el objetivo de la normativa es que el país alcance una contribución de las fuentes de energía renovables de, al menos, el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017. El objetivo de la segunda etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” consiste en lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el doce por ciento (12%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2019, el dieciséis por ciento (16%) al 31 de diciembre de 2021, el dieciocho por ciento (18%) al 31 de diciembre de 2023 y llegar al veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025 según lo establecido en la Ley 27.191.

Esto supone una oportunidad de crecimiento importante en el campo de las energías limpias y renovables, especialmente, considerando que los Grandes Usuarios se verán obligados a comprar energía de fuentes renovables en los porcentajes mencionados, bajo apercibimiento de multas en caso de incumplimiento.

El Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 136/16 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. El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 136/16, el adjudicó 1.108,65 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 59,58, los que incluyen 1 proyecto de biomasa, 12 proyectos de energía eólica y 4 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW a un precio de U\$S 61,50 por MWh, tal como se explica en más detalle en la sección “Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora”.

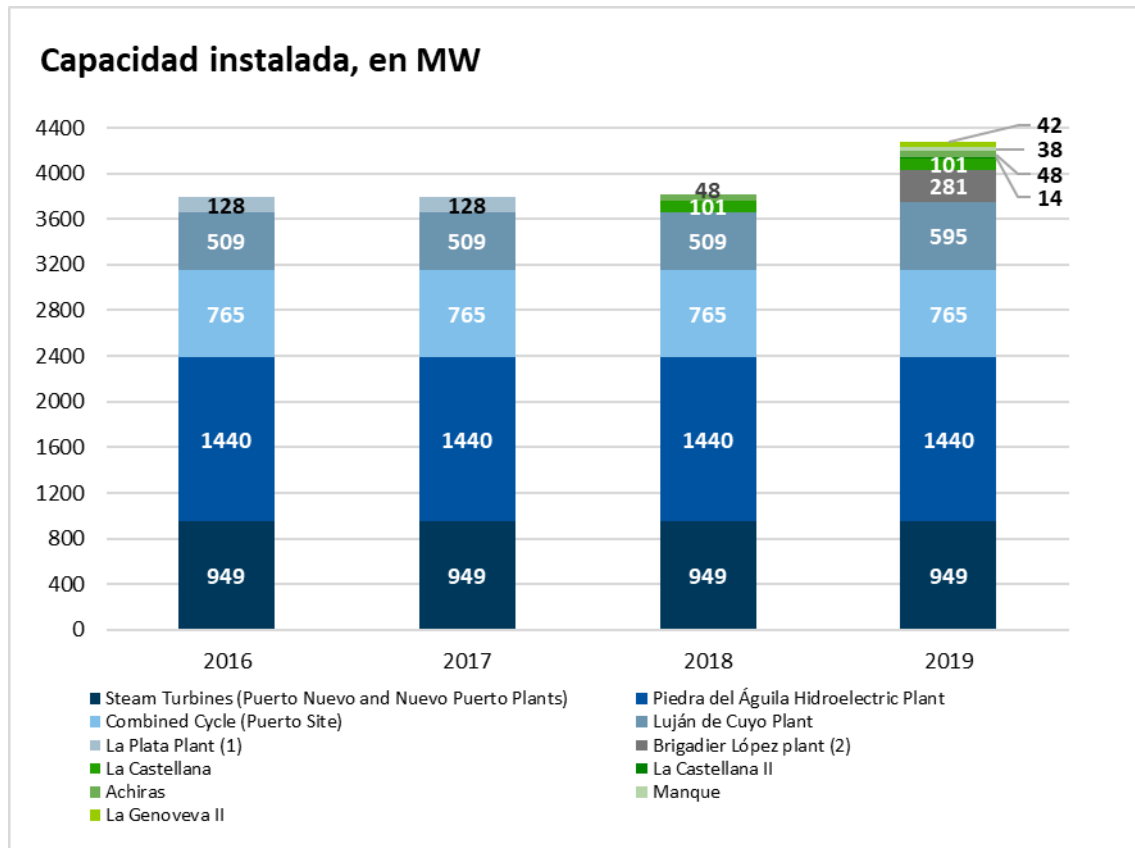
El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Minería y Energía, por Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR, a modo de continuación de la Ronda 1. El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 281/16, el adjudicó 1.281,5 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 53,98 por MWh, los que incluyen 10 proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW a un precio de U\$S 59,38 por MWh, tal como se explica en más detalle en la sección “Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora”.

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, y adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable.

La Emisora presentó ofertas para la Ronda 2 del programa RenovAR y el 19 de octubre de 2017 y el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica denominado “La Genoveva I”, que le permitirá sumar una capacidad adicional de 86,6 MW a la cartera de la Emisora y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables. El 11 de enero de 2018 y el 21 de febrero de 2018, Vientos de La Genoveva S.A. adquirió un usufructo sobre el terreno donde se encuentra La Genoveva I. El 23 de marzo de 2018, CP Renovables adquirió Vientos La Genoveva S.A. y, en la misma fecha, la transformó en una S.A.U. El 6 de agosto de 2018, Central Puerto adquirió Vientos La Genoveva I de su subsidiaria CP Renovables.

Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora

El siguiente cuadro muestra la evolución de la capacidad de generación de la Emisora desde 2016:



Fuente: Central Puerto

(1) Con efectos al 5 de enero de 2018, la Emisora vendió la planta La Plata a YPF EE.

(2) El 14 de junio de 2019, la Emisora adquirió la planta Brigadier López.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene una capacidad instalada total de 4.315 MW.

En la actualidad, si bien la capacidad se considera suficiente para satisfacer la demanda, Argentina necesita incorporar nueva capacidad de generación eficiente, tanto de fuentes convencionales como de fuentes renovables con el fin de reemplazar viejas unidades ineficientes.

En los últimos años, la Emisora adquirió cuatro turbinas de gas de gran resistencia y alta eficiencia (una turbina de gas marca General Electric con una capacidad de 373 MW, dos turbinas de gas marca Siemens, cada una de ellas con una capacidad de 298 MW y una turbina de gas marca Siemens con una capacidad de 286 MW). Por otra parte, la Emisora adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar estratégico para la entrega de combustible y para la futura posible conexión a las líneas de transmisión de electricidad. Con estos activos, la Emisora tendrá potencial para desarrollar nueva capacidad de generación.

Actualmente la Emisora está instalando una de las turbinas de gas Siemens de 286 MW, para el proyecto de cogeneración de la Terminal 6 San Lorenzo descrito a continuación.

La Emisora puede instalar nueva capacidad de generación a través de uno o varios proyectos, utilizando las tres unidades restantes citadas y el predio antedicho. No obstante, la Emisora no puede predecir si el gobierno nacional abrirá nuevas licitaciones para nueva capacidad ni cuándo lo hará y dada la competencia entre las compañías generadoras en estos procesos de licitación, la Emisora no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos y si podrá utilizar estos activos como pretende.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2019, la Emisora evaluó la recuperabilidad de estas tres turbinas. Para mayor información, léase la Nota 2.2.8 a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora, “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes” y “Resultados de las Operaciones – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipos”.

El gobierno argentino, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. Los principales objetivos de este proceso eran (i) incrementar el suministro de energía eléctrica generada mediante unidades de generación térmica, y (ii) consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que posean su propio suministro de combustible permanente y garantizado, reduciendo en consecuencia la necesidad de transporte eléctrico y los costos del gobierno argentino y el MEM.

La Emisora presentó ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, y como resultado, la Emisora resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración. Los proyectos de la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo tienen dos posibles fuentes de ingreso: (i) ventas de energía eléctrica a CAMMESA mediante PPA a 15 años denominados en Dólares Estadounidenses, y (ii) ventas de vapor en virtud de contratos de suministro de vapor aparte, los cuales estarán denominados en Dólares Estadounidenses. La Emisora prevé suscribir los PPA con CAMMESA en enero de 2018 y suscribió los contratos de suministro de vapor con T6 Industrial e YPF el 27 de diciembre de 2017 y el 15 de diciembre de 2017, respectivamente.

	<u>Terminal 6 San Lorenzo</u>	<u>Luján de Cuyo</u>
Ubicación	San Lorenzo, provincia de Santa Fe (dentro del complejo agroindustrial Terminal 6)	Luján de Cuyo, provincia de Mendoza (dentro de la planta de Luján de Cuyo de la Emisora)
Fecha de habilitación comercial comprometida ⁽¹⁾	Ver Nota 1	Operando desde octubre 2019
Inversión en activos de capital total estimada (no incluye IVA) ⁽²⁾	US\$284 millones	En operación
Capacidad eléctrica adjudicada	330 MW (para el invierno) 317 MW (para el verano)	93 MW (para el invierno) 89 MW (para el verano)
Capacidad esperada/actual ⁽²⁾	391 MW	95,32 MW
Configuración técnica	Sistema de cogeneración con una turbina de gas y una turbina de vapor	Sistema de cogeneración con dos turbinas de gas
<u>Segmento de energía eléctrica:</u>		
Precio de la capacidad eléctrica adjudicada por MW de capacidad instalada	US\$17.000 por mes	US\$17.100 por mes
Precio de la energía generada adjudicada (sin computar el costo del combustible)	US\$8,00 por MWh para funcionamiento a gas natural y US\$10,00 por MWh para funcionamiento a gas oíl	US\$8,00 por MWh
Plazo contractual	15 años	15 años
Fecha de celebración prevista del PPA	Enero de 2018	Enero de 2018
<u>Segmento de vapor:</u>		
Capacidad de producción de vapor	350 toneladas por hora	125 toneladas por hora
Comprador	T6 Industrial S.A.	YPF
Plazo contractual	15 años	15 años

(1) La fecha de habilitación comercial original comprometida con CAMMESA para la Terminal 6 San Lorenzo y Luján de Cuyo era el 22 de mayo de 2020 y el 22 de noviembre de 2019, respectivamente. Luján de Cuyo comenzó a operar el 5 de octubre de 2019. El 18 de octubre de 2019, CAMMESA y Central Puerto celebraron una modificación al PPA Terminal 6 San Lorenzo, estableciendo una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida, para el 1º de septiembre de 2020 (véase más información en esta sección). Debido a incertidumbres mencionadas en este Prospecto (véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”), la Emisora no puede estimar si la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida se cumplirá oportunamente. El 27 de marzo de 2020, la Emisora informó a CAMMESA de esta circunstancia con el fin de evitar posibles penalidades en caso de que el proyecto sufra demoras inesperadas e imprevistas.

(2) Al 31 de diciembre de 2019, la inversión en activos de capital ejecutada para el proyecto Terminal 6 San Lorenzo era de Ps. 10.143 millones, más el impuesto al valor agregado aplicable.

(3) Las compañías a las que se le adjudicaron proyectos durante el proceso de licitación estaban autorizadas en virtud de las condiciones de dicho proceso a exceder la capacidad de los contratos. Este exceso de capacidad generada, de existir, se remunera bajo las disposiciones del programa Energía Base.

El 5 de octubre de 2019, la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo alcanzó la fecha de habilitación comercial.

La fecha de habilitación comercial del proyecto Terminal 6 San Lorenzo fue originalmente reprogramada para el 22 de mayo de 2020. El 2 de septiembre de 2019, en virtud de la Resolución SRRYME 25/2019, las compañías generadoras que tenían proyectos en construcción bajo la Resolución SEE N° 287-E/17 fueron invitadas a confirmar su fecha de habilitación comercial esperada, la cual se convertirá en la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida. Si la compañía generadora decide informar una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida, no deberían estar sujetos a penalidades bajo los PPA celebrados con CAMMESA, a menos que la Fecha de Habilitación Comercial actual hubiera excedido la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida.

Por ello, el 1° de octubre de 2019, la Emisora informó a CAMMESA que, la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida era el 1° de septiembre de 2020 para Terminal 6 San Lorenzo y el 18 de diciembre de 2019, CAMMESA y la Compañía celebraron una modificación al PPA.

No obstante, debido al brote del COVID-19, la fecha de habilitación comercial de esta planta podría demorarse aún más. (Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”).

Por otra parte, la Emisora tiene un proyecto eólico en construcción en Argentina con las siguientes características (el “Proyecto Renovable”):

	<u>La Genoveva I</u>
Ubicación	Provincia de Buenos Aires
Fecha de habilitación comercial esperada	Ver nota 1
Inversión en activos de capital total estimada (IVA excluido) (2)	US\$ 110 millones
Capacidad eléctrica adjudicada/habilitada	86,60 MW
Marco Regulatorio	RenovAr 2.0
Precio adjudicado por MWh	US\$ 40,90
Plazo contractual	20 años de la habilitación comercial
Fecha de celebración del PPA	Julio 2018
Cantidad de Unidades	21 turbinas eólicas
Proveedor de la turbina eólica	Vestas

(1) La fecha de habilitación comercial comprometida con CAMMESA de La Genoveva I es 720 días desde la fecha de celebración del PPA, que fue el 27 de julio de 2018. No obstante, debido a incertidumbres mencionadas en este Prospecto con respecto a los efectos del brote del COVID-19 (véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”), la Emisora estima que se demorará la fecha de habilitación comercial. A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha notificado a CAMMESA (la adquirente) de esta circunstancia, quien, el 7 de abril de 2020 envió una notificación de acuse de recibo del aviso de la Emisora y solicitó información adicional al respecto.

(2) Al 31 de diciembre de 2019, las inversiones en activos de capital ejecutadas para La Genoveva I fueron de Ps. 6,02 mil millones, más el impuesto al valor agregado aplicable.

El proyecto Luján de Cuyo fue parcialmente financiado con un préstamo de KFW descrito en este Prospecto (véase “Liquidez y Recursos de Capital – Acontecimientos recientes – Préstamo de KFW”) y el proyecto La Genoveva I se está desarrollando parcialmente con un préstamo de IFC también descrito en este Prospecto (“Liquidez y Recursos de Capital – Deuda – Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U”). Todos los proyectos de expansión de la Emisora también se están desarrollando con capital de Central Puerto y sus subsidiarias. La Emisora podrá explorar opciones de financiación alternativas si las condiciones son favorables.

En el marco de los Proyectos Renovables, Central Puerto ya obtuvo estudios de producción de energía preparados por un especialista independiente, como también la aprobación de los estudios de impacto ambiental por parte de los organismos regulatorios, las habilitaciones municipales relevantes y la aprobación de los relevamientos eléctricos relacionados con el acceso a la red de transmisión por parte de los organismos regulatorios. Por otra parte, Central Puerto goza de tres usufructos del terreno en la Provincia de Buenos Aires en el que se emplazará el proyecto La Genoveva I. La Emisora ha comenzado con la construcción de las plantas y ha suscripto contratos con proveedores para adquirir y mantener las turbinas eólicas del proyecto La Genoveva I.

Asimismo, la Emisora está evaluando otras opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes de generación de energía sustentables. A la fecha de este Prospecto, CAMMESA otorgó prioridad de despacho de energía para La Castellana II (15,20 MW), para Manque (anteriormente como parte de Achiras II) (57 MW), Los Olivos (22,82 MW) (anteriormente como parte de Achiras II), La Genoveva II (41,80 MW). A la fecha de este Prospecto, la Emisora ya ha celebrado PPA a largo plazo con clientes privados por el 100% de la capacidad de generación de energía estimada de los proyectos de energía eólica para el mercado a término desarrollados en virtud del marco regulatorio de la Resolución N° 281-E/17.

La Emisora cree que se encuentra en una buena posición para identificar y aprovechar las nuevas oportunidades de crecimiento. No obstante, la Emisora no puede garantizar que sus ofertas serán exitosas o que podrá celebrar nuevos PPA en el futuro. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora - Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes”.

Venta de la Planta La Plata

El 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de la Emisora para vender la planta La Plata por una suma total de US\$ 31,5 millones (sin IVA), sujeto a ciertas condiciones. El 8 de febrero de 2018, una vez cumplidas tales condiciones, la planta fue transferida a YPF EE, incluyendo activos de generación, personal y contratos relacionados con la operación y/o el mantenimiento de los activos de la planta La Plata, con fecha de vigencia 5 de enero de 2018. En consecuencia, al 31 de diciembre de 2017, la planta La Plata estaba clasificada como un grupo enajenable detentado para la venta y sus respectivos resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 como operación discontinuada.

Presentación de Estados Financieros en Pesos

Políticas contables significativas

Esta reseña operativa y financiera de la Emisora se basa en los estados financieros consolidados auditados de esta última, los cuales han sido preparados de conformidad con las NIIF. Al preparar dichos estados financieros consolidados auditados, la Emisora debe efectuar estimaciones y juicios que afectan los saldos registrados de activos y pasivos y los saldos registrados de ingresos y gastos y la información expuesta relacionada con pasivos contingentes.

Las políticas contables significativas son aquellas que reflejan juicios, estimaciones o incertidumbres materiales y que pueden conducir a resultados sustancialmente diferentes bajo distintos supuestos y condiciones. Las estimaciones de la Emisora se basan en su experiencia histórica y en otros supuestos que considera razonables a la luz de las circunstancias, cuyos resultados constituyen la base para formarse un juicio sobre los valores contables de activos y pasivos que no surgen de manera evidente de otras fuentes. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos acerca de futuros acontecimientos pueden variar debido a cambios en el mercado o circunstancias ajenas al control de la Emisora. Tales cambios se reflejan en los supuestos a medida que ocurren. Por consiguiente, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones bajo distintos supuestos o condiciones. Dichos supuestos se revisan al cierre de cada período sobre el que se informa.

A continuación, se describen las políticas contables que la Emisora considera más significativas debido a que conllevan un nivel significativo de juicio y/o estimaciones y sus respectivos métodos de aplicación. Para más información sobre las políticas contables y los métodos utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados auditados, véase la Nota 2.2 a los estados financieros consolidados auditados.

Reconocimiento de ingresos

La Emisora reconoce sus ingresos por ventas según la disponibilidad de la capacidad nominal de sus equipos, y la potencia y el vapor despachados, reconociendo, como contrapartida, un crédito por ventas, el cual representa su derecho incondicional a recibir la contraprestación adeudada por el cliente. CAMMESA emite las facturas mensuales por el servicio, de acuerdo con las pautas emitidas por la SEE; y la correspondiente remuneración habitualmente se recibe en un plazo máximo de 90 días. Por lo tanto, la Emisora no reconoce componentes de financiamiento implícitos. La obligación de desempeño se cumple a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios que reporta la obligación de desempeño, a medida en que la misma es cumplida por la entidad.

Los ingresos por ventas de energía, potencia y vapor se calculan a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico, de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos por la venta de vapor, energía y potencia suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre del período que informa, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas.

Asimismo, la Emisora reconoce las ventas consumadas en virtud de contratos por despacho de energía y los precios fijados en dichos contratos, reconociendo un crédito por ventas como contrapartida. Dicho crédito representa el derecho incondicional que ostenta la Emisora a recibir la contraprestación adeudada por el cliente. CAMMESA emite facturas mensuales por el servicio en el caso de los contratos relacionados con los parques eólicos La Castellana y Achiras y del contrato de Energía Plus, conforme a las pautas fijadas por la SEE; y la correspondiente remuneración habitualmente se recibe en un plazo máximo de 90 días. Por lo tanto, la Emisora no reconoce componentes de financiamiento implícitos. Para el resto de los clientes, Central Puerto se encarga de emitir las facturas también con frecuencia mensual, y la correspondiente remuneración se recibe en un plazo máximo de 90 días. Por lo tanto, la Emisora

no reconoce componentes de financiamiento implícitos. La obligación de desempeño se cumple a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios que reporta la obligación de desempeño, a medida en que la misma es cumplida por la entidad.

La Emisora reconoce ingresos por la reventa y distribución de gas e ingresos por la gestión mensual de la central térmica CVO de acuerdo con los honorarios mensuales acordados en los respectivos contratos, reconociendo, a su vez, un crédito por ventas como contrapartida. Dicho crédito representa el derecho incondicional que ostenta la Emisora a recibir la contraprestación adeudada por el cliente. La Emisora emite facturas mensualmente por este servicio y la correspondiente remuneración se recibe en un plazo máximo de 90 días. Por lo tanto, la Emisora no reconoce componentes de financiamiento implícitos.

La gerencia de la Emisora debe efectuar supuestos sobre la fecha de cobro de estos créditos que no tienen una fecha de cobro fija, la cual es susceptible a cambios de un período a otro. El cobro del capital y los intereses de estos créditos está sujeto a diversos riesgos e incertidumbres de naturaleza comercial y económica, incluyendo, sin carácter limitativo, la finalización y puesta en marcha de usinas que generen fondos para cumplir con el pago de estas acreencias, cambios regulatorios que puedan incidir en la fecha y el importe de los cobros, y las condiciones económicas imperantes en Argentina. Las estimaciones de cobro que efectúa la Emisora se basan en supuestos que considera razonable pero que son inciertos por naturaleza. La Emisora devenga intereses por la cuentas a cobrar de CAMMESA una vez cumplidos los criterios de reconocimiento contable aplicables.

En 2010, la Emisora celebró el Acuerdo de CVO con la Secretaría de Energía Eléctrica. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de CVO estableció un marco para determinar un mecanismo de liquidación de los créditos comerciales pendientes devengados por los generadores durante el período 2008-2011 de acuerdo con la Resolución SE 406/03 (los “créditos LVFVD 2008 -2011”), a los efectos de posibilitar la construcción de una central térmica de ciclo combinado denominada CVOSA. El Acuerdo de CVO establecía que los créditos LVFVD 2008-2011 serán abonados por CAMMESA en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas. A efectos de determinar el valor de la novación de los créditos LVFVD 2008 -2011 correspondientes a CVO, se ha aplicado el siguiente mecanismo: las LVFVD (liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir) acumuladas se convirtieron a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio definido en el acuerdo (Ps. 3,97-U\$S 1,00 para el caso de las LVFVD acumuladas hasta la fecha de celebración del Acuerdo de CVO y al tipo de cambio de cierre correspondiente a cada mes para el caso de LVFVD acumuladas posteriormente), aplicándose la tasa LIBOR más un margen del 5%.

Con efectos a partir del 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilidad Comercial a la central térmica Central Vuelta de Obligado. Como consecuencia del otorgamiento de dicha Habilidad Comercial y con arreglo al Acuerdo de CVO, Central Puerto reconoció una ganancia extraordinaria (antes del impuesto a las ganancias) por los intereses y para reflejar el efecto de la conversión de los créditos de CVO a Dólares Estadounidenses al 20 de marzo de 2018, el cual asciende aproximadamente a Ps. 16.948 millones. La Emisora reconoció ese monto en el estado de resultados consolidado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2018 bajo el rubro “Actualización créditos CVO”.

Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipo, y Activos Intangibles

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Emisora evalúa si un hecho existente o uno que haya tenido lugar luego del cierre del ejercicio y brinda pruebas adicionales de las condiciones que existieron al cierre del período que se informa indica que algún componente individual o grupo de propiedades, planta y equipo y/o activos intangibles con vidas útiles definidas pudieron haberse desvalorizado. Si existen tales indicios, la Emisora estima el valor recuperable de ese activo. El valor recuperable de un activo corresponde a su valor razonable menos el costo de venta del activo o a su valor de utilización económica, el que fuera superior. Ese importe se determina para un activo individual, a menos que el activo no genere flujos de efectivo en forma mayormente independiente de otros activos o grupos de activos; en cuyo caso, se toman en cuenta los flujos de efectivo del grupo de activos que forma parte de la unidad generadora de efectivo (“UGE”) a la que pertenece.

Cuando el valor contable de un activo individual o UGE supera su valor recuperable, se considera que el activo individual o la UGE, según sea el caso, han sufrido una desvalorización y su valor de libros se reduce al valor recuperable.

Al evaluar el valor de utilización económica de un activo individual o UGE, los futuros flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente, usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la actual estimación del mercado del valor tiempo del dinero y el riesgo específico del activo individual o UGE, según sea el caso.

Para determinar el valor razonable menos el costo de venta de un activo, se toman en cuenta transacciones de mercado recientes, si las hubiera. Caso contrario, se utiliza un modelo de valuación adecuado. Estos cálculos son verificados mediante métodos de valuación basados en comparables (múltiplos), valores cotizados de bienes similares en mercados activos y otros indicadores del valor razonable, si los hubiera.

Para estimar la desvalorización la Emisora utiliza presupuestos detallados y cálculos de proyecciones que se elaboran en forma separada para cada una de las UGE a la que se encuentran afectados los activos individuales. Generalmente, estos presupuestos detallados y cálculos de proyecciones abarcan un período de cinco años. Para períodos más largos, se calcula una tasa de crecimiento a largo plazo que se aplica para proyectar los futuros flujos de efectivo después del quinto año. Los presupuestos y cálculos relacionados con Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila se limitan al plazo del contrato de concesión.

Se reconoce una pérdida por desvalorización de las actividades continuadas en una cuenta específica del estado de resultados consolidado.

Por otra parte, para aquellos activos respecto de los que se ha contabilizado una pérdida por desvalorización, al cierre de cada período sobre el que se informa, se efectúa una evaluación para determinar si hay indicios de que una pérdida por desvalorización reconocida en períodos anteriores pudo haber dejado de existir o pudo haber disminuido. En caso de existir un evento desencadenante de desvalorización, la Emisora realiza una estimación del valor recuperable del activo individual o de la unidad de generación de efectivo, según corresponda.

Una pérdida por desvalorización reconocida en períodos anteriores se reversa únicamente si se produjo algún cambio en los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable del activo individual o UGE desde que se reconoció la última pérdida por desvalorización. La reversión se limita en el sentido de que el valor contable del activo o la UGE no puede superar su valor recuperable, ni el valor contable que se habría estimado, neto del correspondiente cargo por amortización, si no se hubiese reconocido pérdida por desvalorización alguna respecto al activo o UGE en períodos anteriores. La aludida reversión se reconoce en el estado de resultados, bajo el mismo rubro en el que se había reconocido anteriormente el respectivo cargo por desvalorización (por lo general, en el costo de ventas u otros gastos operativos), a menos que el activo se contabilice a un valor revaluado, en cuyo caso, la reversión se trata como un incremento por revaluación.

Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora ha identificado como indicios de potencial desvalorización de sus propiedades, planta y equipos y/o de activos intangibles con vidas útiles limitadas, la caída de valor de la acción de la Compañía, las incertidumbres económicas existentes, la pesificación de las tarifas de energía y capacidad en el mercado spot, y para el caso específico de las turbinas de gas de la Sociedad, la falta de certidumbre sobre nuevos proyectos que permitan la utilización de las turbinas adquiridas.

A los efectos de medir la recuperabilidad de sus propiedades, planta y equipos y activos intangibles con vidas útiles limitadas, excepto para los grupos generadores clasificados dentro del rubro “Turbinas”, la Emisora ha utilizado el valor de uso. Como resultado del análisis de recuperabilidad, la Emisora ha concluido que el valor de libros de los activos que conforman las unidades generadoras de efectivo correspondientes al segmento de generación de energía eléctrica con fuentes renovables y las correspondientes a las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, las centrales térmicas ubicadas en Luján de Cuyo y la central hidroeléctrica Piedra del Águila, no exceden su valor recuperable al 31 de diciembre de 2019.

Los valores recuperables estimados son sensibles a la significativa variación de los supuestos aplicados, incluyendo la determinación de futuras tarifas por el gobierno argentino. En cualquier caso, la Emisora no puede garantizar con certeza si los ajustes tarifarios futuros estarán en línea con los supuestos aplicados. Por lo tanto, podrían surgir diferencias significativas en el futuro en relación con los valores de uso estimados.

UGE Central termoeléctrica Brigadier López

Por su parte, la Emisora ha estimado que el valor de libros de los activos que conforman la unidad generadora de efectivo correspondiente a la Central Termoeléctrica Brigadier López excedió su valor recuperable en Ps. 3.159 millones, por lo cual se determinó un cargo por desvalorización que fue asignado a prorrata a propiedades, planta y equipos (Ps. 968 millones dentro del rubro “Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares” y Ps. 1.114 millones dentro del rubro “Obras en curso”) y a activos intangibles por Ps. 1.077 millones y que fue imputado en el rubro “Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles” del estado de resultados consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Luego del reconocimiento de la mencionada desvalorización, el valor de libros de las máquinas, equipos y equipos auxiliares y de las obras en curso correspondientes a la Central Brigadier López, ascienden a Ps. 3.747 millones y Ps. 4.309 millones, respectivamente y el valor de libros de los activos intangibles asciende a Ps. 4.167 millones.

Los supuestos claves utilizados para estimar el valor de uso son los siguientes:

- Margen bruto: el margen ha sido determinado para el período presupuestado (5 años) sobre la base de los precios de energía y capacidad que surgen de la Resolución 31/20 y de los PPA celebrados, mientras que los costos han sido determinados sobre la base de los costos incurridos en los primeros seis meses de operación de la planta, siendo el costo más significativo el de mantenimiento, el cual fue estimado manteniendo las condiciones del contrato vigente con el proveedor Siemens S.A.

- Tasa de descuento: representa la evaluación de mercado actual de los riesgos específicos de la Sociedad, teniendo en cuenta el valor tiempo del dinero. El cálculo de la tasa de descuento está basado en las circunstancias de participantes de mercado y es derivada a partir de la tasa promedio del costo de capital (“WACC”, por sus siglas en inglés). La WACC toma en cuenta tanto deuda como patrimonio. El costo del patrimonio es derivado a partir del retorno esperado de la inversión, mientras que el costo de deuda se basa en las condiciones de endeudamiento a las que podría acceder el resto de los participantes del mercado. Los riesgos específicos del segmento de operación son incorporados al aplicar factores beta individuales, los cuales son evaluados anualmente a partir de la información de mercado disponible.
La tasa de descuento después de impuestos utilizada para la determinación del valor de uso al 31 de diciembre de 2019 fue de 12,3% para los flujos correspondientes al año 2020 y 12,6%, para los flujos correspondientes a los siguientes años. Cualquier incremento en la tasa de descuento supondría un deterioro adicional para la UGE Central termoeléctrica Brigadier López.
- Variables macroeconómicas: las tasas de inflación y devaluación estimadas, como así también los tipos de cambio utilizados han sido obtenidos de consultoras reconocidas dedicadas al análisis económico local y global, con vasta trayectoria en el mercado. Un incremento en las tasas de inflación por encima de las tasas de devaluación respecto de las variables macroeconómicas utilizadas en la determinación del valor de uso, supondría un deterioro adicional para la UGE Central termoeléctrica Brigadier López.
- Tasa de crecimiento utilizada para extrapolar los flujos de fondos luego del período presupuestado: no se han utilizado tasas de crecimiento de los flujos del quinto año, de acuerdo a lo previsto por la NIC 36.

Turbinas

La Emisora ha revisado al 31 de diciembre de 2019 la recuperabilidad de sus turbinas, incluidas en el subrubro de propiedades, planta y equipos con el mismo nombre, como activos individuales y ha estimado que el valor de libros del grupo generador General Electric, que se encuentra almacenado en las instalaciones de la central Nuevo Puerto, y de los grupos generadores Siemens, que se encuentran almacenados en las instalaciones del proveedor, ambos clasificados dentro del rubro “Turbinas”, exceden su valor recuperable en Ps. 765 millones y Ps. 481 millones, respectivamente. Para determinar el valor recuperable de dichos grupos generadores, la Emisora ha utilizado el valor razonable menos los costos de venta, basando su estimación en la valuación realizada por un especialista independiente contratado y, en el caso del grupo generador General Electric, adicionando una estimación de los costos necesarios para la disposición del activo en el mercado internacional sobre la base de la normativa aduanera e impositiva vigente y antecedentes de operaciones de compraventa de activos de características similar.

El valor razonable determinado para las turbinas tiene una jerarquía de valor razonable de Nivel 3, habiendo utilizado la técnica de valoración de enfoque de mercado (o “market approach”). Los supuestos claves a los que las estimaciones del valor razonable de las turbinas son más sensibles son los valores de referencia de transacciones que involucran turbinas de gas similares considerando el valor por kW de potencia a la fecha de la valuación de equipos comparables, teniendo en cuenta variables técnicas, marca y modelo, ubicación geográfica, el estado de conservación, uso, año de origen, entre otros.

El cargo por desvalorización de las mencionadas turbinas ha sido imputado en el rubro “Desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” del estado de resultados consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Luego del reconocimiento de la desvalorización, el valor de libros de los grupos generadores General Electric y Siemens asciende a Ps. 1.091 millones y Ps. 2.507 millones, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Emisora no identificó eventos desencadenantes de desvalorización.

Reservas para contingencias

En el giro ordinario de los negocios, la Emisora está expuesta a demandas de diversa naturaleza (por ejemplo, comerciales, laborales, impositivas, previsionales, cambiarias o aduaneras) y a otras situaciones contingentes derivadas de la interpretación de la normativa aplicable que pueden derivar en una pérdida, cuya materialización depende de que se susciten o no uno o varios acontecimientos. Para evaluar estas contingencias, la gerencia utiliza sus propios criterios y los criterios de sus asesores legales, internos y externos, como también la información disponible a las respectivas fechas. Si como resultado de la evaluación de la contingencia se concluye que es probable que la pérdida se materialice y el importe en cuestión se puede estimar de manera fiable, la Emisora contabiliza una provisión para contingencias al cierre del período sobre el que se informa.

La provisión para contingencias refleja una estimación razonable de las pérdidas en las que la Emisora incurrirá según la información que le fuera facilitada a la gerencia a la fecha de los estados financieros, tomando en cuenta sus estrategias para dirimir, resolver y conciliar las acciones legales en cuestión. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos pueden variar debido a cambios en las circunstancias ajenos al control de la Emisora.

Nuevas normas e interpretaciones adoptadas

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2019, la Emisora ha aplicado, por primera vez, ciertas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas según las emitió el IASB. Una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por el Grupo y su impacto sobre estos estados financieros consolidados se describe a continuación:

NIIF 16 – Arrendamientos

En enero de 2016, el IASB publicó la versión final de la NIIF 16, la cual reemplaza a la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “Cómo determinar si un contrato contiene un contrato de arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos - incentivos”, y SIC-27 “Evaluación del contenido de transacciones que involucran la forma jurídica del arrendamiento”. Las NIIF 16 estipula los principios para el reconocimiento, la medición, la presentación y la exposición de contratos de arrendamiento y exige que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo contable para la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. La norma incluye dos exenciones al reconocimiento: contratos de arrendamientos que tengan por objeto activos de “escaso valor” (por ej., computadoras personales) y contratos de arrendamiento a corto plazo (por ej., contratos de arrendamiento por un plazo de 12 meses o menos). Al inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario debe reconocer un pasivo para efectuar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo correspondiente al arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo objeto del derecho de uso). Los arrendatarios deben reconocer en línea aparte los intereses pagados sobre el pasivo correspondiente al arrendamiento y la depreciación del activo objeto del derecho de uso.

La contabilidad del arrendador conforme a la NIIF 16 prácticamente no presenta variaciones respecto a la contabilidad vigente hoy día bajo la NIC 17. Los arrendadores seguirán clasificando todos los contratos de arrendamiento utilizando el mismo principio de clasificación que el previsto en la NIC 17 y deben distinguir entre dos tipos de contratos de arrendamiento: operativo y financiero. La NIIF 16 también exige que los arrendatarios y arrendadores presenten más información que bajo la NIC 17. La NIIF 16 se aplica a períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, inclusive. Se permite la adopción anticipada, pero no antes de que la entidad en cuestión aplique la NIIF 15. Un arrendatario puede optar por aplicar la norma usando el enfoque plenamente retrospectivo o el enfoque retrospectivo modificado.

Al 31 de diciembre de 2019, estas modificaciones no tuvieron un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Central Puerto.

Interpretación CINIIF 23 - Incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias

En junio de 2017, el IASB emitió la Interpretación CINIIF 23—Incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias. La Interpretación 23 aclara la aplicación de los requisitos de reconocimiento y medición en la NIC 12 Impuesto a las ganancias, cuando existe incertidumbre respecto a los tratamientos a dispensar en el impuesto a las ganancias. La Interpretación 23 aborda específicamente los siguientes temas: (a) si una entidad considera o no tratamientos impositivos inciertos en forma separada, (b) los supuestos que una entidad realiza acerca del análisis del tratamiento impositivo por parte de las autoridades tributarias, (c) cómo determina una entidad la ganancia imponible (quebranto), la base imponible, los quebrantos no utilizados, los créditos fiscales no utilizados y las alícuotas impositivas, y (d) cómo una entidad considera los cambios en los hechos y las circunstancias. La CINIIF 23 se aplica a períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, inclusive. Central Puerto determina si se debe considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos y utiliza el enfoque que predice mejor la resolución de la incertidumbre.

Central Puerto aplica un juicio significativo al identificar incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias. La Emisora evaluó si la Interpretación 23 tuvo un impacto en sus estados financieros consolidados, especialmente en el marco de la aplicación del ajuste por inflación impositivo en la determinación del impuesto a las ganancias de los períodos aludidos. Tras la adopción de la Interpretación, la Emisora consideró, basada en la opinión de sus asesores legales y sobre la base de los nuevos lineamientos contables introducidos por la CINIIF 23: 1) respecto de la determinación del impuesto a las ganancias 2014 indicado en a), que es probable que la posición sea aceptada por las autoridades fiscales y por lo tanto no se requiere registrar un pasivo por tal concepto y 2) respecto de los reclamos de repetición del impuesto a las ganancias, excepto para el caso de la acción de repetición de HPDA del período fiscal 2011, que también es probable que las autoridades fiscales acepten las posiciones tomadas por la Sociedad, por lo cual se ha reconocido un activo por tales reclamos de repetición.

En consecuencia, la Emisora ha reconocido una ganancia por Ps. 756.526 en relación con la adopción de la CINIIF 23, con impacto en los resultados acumulados al inicio del presente ejercicio, tal como se establece en la Interpretación y un activo por Ps. 127.441 incluido en el rubro “Otros activos no financieros” del activo no corriente bajo el acápite “Créditos por impuesto a las ganancias”.

Véase “Estados Consolidados y Otra Información Financiera – Procedimientos Legales”.

Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) e interpretaciones emitidas pero que aún no entraron en vigencia

Se han emitido las siguientes normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas, pero las mismas no habían entrado en vigencia a la fecha de emisión de los estados financieros consolidados auditados de la Emisora. En este sentido, se indican únicamente aquellas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas que la Emisora prevé serán de aplicación en el futuro. En líneas generales, la Emisora adopta estas normas, según corresponda, a partir de la fecha en la que entran en vigencia.

Modificaciones a la NIIF 3: Definición de un negocio

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones a la definición de un negocio en la NIIF 3 “Combinaciones de negocios” para ayudar a las entidades a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. La norma aclara los requisitos mínimos para la existencia de un negocio, elimina la evaluación de si los participantes del mercado son capaces de reemplazar los elementos faltantes, agrega una guía para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es significativo, reducen las definiciones de un negocio y de resultados, e introduce una prueba opcional de concentración de valor razonable. Se proporcionaron nuevos ejemplos ilustrativos junto con las enmiendas.

Dado que las enmiendas se aplican prospectivamente a las transacciones u otros eventos que ocurran en la fecha de la primera aplicación o después, la Emisora no se verá afectada por estas enmiendas en la fecha de transición.

Modificaciones a la NIC 1 y a la NIC 8: Definición de material

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y a la NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” para alinear la definición de "material" a través de las normas y aclarar ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que, “La información es material si omitirla, expresarla incorrectamente u ocultarla pudiera en forma razonablemente previsible influir en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman sobre la base de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad específica”.

No se espera que la enmienda a la definición de material tenga un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Emisora.

Resultados de las operaciones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al período trimestral finalizado el 31 de marzo de 2020 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de marzo de 2019

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2020 (en miles de Ps.)	2019	2020/2019 (en porcentajes)
Ingresos	8.005.195	9.251.226	(13,47%)
Costo de ventas	(3.318.445)	(5.416.137)	(38,73%)
Margen bruto	4.686.750	3.835.089	22,21%
Gastos administrativos y de comercialización	(626.303)	(674.359)	(7,13%)
Otros ingresos operativos	3.201.948	4.327.095	(26,00%)
Otros gastos operativos	(44.798)	(49.901)	(10,23%)
Desvalorización de propiedades, planta y equipos	(774.443)	-	100%
Ganancia operativa	6.443.154	7.437.924	(13,37%)
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	313.701	(1.978.769)	(115,85%)
Ingresos financieros	130.243	567.281	(77,04%)
Gastos financieros	(4.355.152)	(2.186.755)	99,16%
Resultados por participación en asociadas	54.136	143.414	(62,25%)

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2020 (en miles de Ps.)	2019	2020/2019 (en porcentajes)
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	2.586.082	3.983.095	(35,07%)
Impuesto a las ganancias del período	(1.629.813)	(2.158.343)	(24,49%)
Ganancia neta del período	956.269	1.824.752	(47,59%)

Ingresos

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2020	2019	2020/2019
Energía Base (Resolución SE No. 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus respectivas modificatorias) (1)	4.240.911	8.211.413	(48,35%)
Ventas bajo contrato(2)	3.387.751	768.012	341,11%
Ventas de vapor(3)	180.522	73.204	146,60%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	60.927	75.029	(18,80%)
Ingresos por la gestión de la central térmica CVO	135.084	123.568	9,32%
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	8.005.195	9.251.226	(13,47%)

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a las Resolución N° 95 y Resolución N° 19/2017 (ii) ventas de energía y potencia a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95, (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente de Argentina, e (iv) ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 (véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Esquema remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”).

(2) Incluye (i) ventas por contrato en el mercado a término, (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus y (iii) ventas por contrato en el marco del programa RenovAr (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”) (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”).

(3) Incluye el vapor comercializado bajo el contrato de venta de vapor celebrado por YPF con la planta Luján de Cuyo.

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, los Ingresos fueron Ps. 8.005 millones, equivalente a una disminución de 13,47% frente a Ps. 9.251 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. La disminución en los ingresos se vio afectada principalmente por la derogación de la Resolución No. 70/2018, el 30 de diciembre de 2019. En consecuencia, la remuneración por combustible para unidades bajo el marco regulatorio de Energía Base (y otros conceptos relacionados), ascendió a Ps. 297 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 3.750 millones registrados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, cuando Resolución 70/18 estaba en vigente (ver “Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora)

Sin considerar la remuneración por combustible, los ingresos del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 habrían sido de Ps. 7.709 millones, un aumento del 40% en comparación con respecto a los Ps. 5.501 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este aumento se debió a:

- (i) un aumento de 3 puntos porcentuales en la disponibilidad de las unidades térmicas bajo Energía Base, que fue del 93% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con el 90% alcanzado durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019,
- (ii) un aumento del 10% en la generación de energía, que alcanzó 3.908 GWh durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con los 3.549 GWh generados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019,
- (iii) un aumento superior a la inflación en los tipos de cambio para período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, que impactó los precios establecidos en dólares estadounidenses, en términos de pesos argentinos vigentes al final del período sobre el que se informa. Como referencia, el tipo de cambio promedio durante el período de tres meses

- finalizado el 31 de marzo de 2020 aumentó 57% en comparación con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, mientras que la tasa de inflación para el período de doce meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fue del 48%.
- (iv) un aumento de las ventas bajo contratos, que ascendió a Ps. 3.388 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 768 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, principalmente debido a los ingresos relacionados con la Planta Brigadier López, que fue adquirida en junio de 2019, la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo, que comenzó a operar en octubre de 2019, y los parques eólicos La Castellana II, La Genoveva II, Manque y Los Olivos, que iniciaron operaciones durante junio de 2019, septiembre de 2019, diciembre de 2019 y febrero de 2020, respectivamente.

Esto se vio parcialmente compensado por una disminución en los precios de la energía para las unidades comprendidas en el marco regulatorio Energía Base establecido por la Res.31/20, cuya vigencia comenzó el 1 de febrero de 2020.

Costo de ventas

	Ejercicio finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2020	2019	2020/2019
	<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>
Inventarios al comienzo del ejercicio	864.296	490.168	76,33%
Compras	660.403	3.420.854	(80,69%)
Gastos operativos:			
Remuneraciones de los empleados	619.963	657.630	(5,73%)
Otros beneficios a largo plazo para los empleados	23.544	12.919	82,24%
Depreciación de la propiedad, planta y equipo	696.677	556.528	25,18%
Amortización de intangibles	461.657	144.233	220,08%
Compra de energía y potencia	22.837	30.851	(25,98%)
Honorarios y retribuciones por servicios	224.887	140.050	60,58%
Gastos de mantenimiento	280.104	250.538	11,80%
Consumo de materiales y repuestos	67.748	71.744	(5,57%)
Seguros	151.183	84.341	79,25%
Derechos y regalías	106.575	100.579	5,96%
Impuestos y gravámenes	7.736	8.979	(13,84%)
Impuesto a los créditos y débitos bancarios	1.037	1.346	(22,96%)
Otros	4.336	8.802	(50,74%)
Inventarios al cierre del ejercicio	(874.538)	(563.425)	55,22%
Total Costo de Ventas	3.318.445	5.416.137	(38,73%)

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

En el período de tres meses finalizado en 2020, los Costos de Ventas descendieron a un total de Ps. 3.318 millones, equivalente a una disminución del 38,73% frente a los Ps. 5.416 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Dicha reducción obedece principalmente a:

- (i) Una disminución del 81% en la compra de combustible (y conceptos relacionados) utilizados en las unidades que venden vapor y electricidad bajo contratos o Energía Base (cuando corresponda), que totalizaron Ps. 650 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 3.348 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, debido principalmente al costo del combustible autoabastecido comprado de acuerdo

con la Res. 70/18, que estuvo vigente durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, pero fue derogado el 30 de diciembre de 2019, como se describió anteriormente;

- (ii) un aumento del 29% en los costos de producción no relacionados con el combustible, que totalizaron Ps. 2.668 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 2.069 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, principalmente debido al aumento en la capacidad instalada luego de la adquisición de la planta Brigadier López y el COD de las nuevas plantas de energía térmica y renovable.

(i) .

Margen bruto

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El margen bruto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a un total de Ps. 4.687 millones, un aumento del 22,21% frente a los Ps. 3.835 millones registrados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fue de 58,55%, en comparación con un margen bruto de 41,45% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Gastos administrativos y de comercialización

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 descendieron a un total de Ps. 626 millones, una disminución de 7,13% frente a los Ps. 674 millones registrados al 31 de marzo de 2019. Esta reducción obedeció primordialmente a:

- i. una disminución de Ps. 76 millones en la remuneración a los empleados, principalmente relacionada con una menor bonificación anual por participación en las ganancias (de conformidad con los artículos 12 y 33 del Estatuto relacionados con el ingreso neto durante el 2019, en comparación con el 2018,
- ii. esto fue parcialmente compensado por mayores costos relacionados con los nuevos proyectos de expansión.

Otros ingresos operativos

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 descendió a un total de Ps. 3.201 millones, una disminución de 26% frente a los Ps. 4.327 millones registrados en el período de tres meses 31 de marzo de 2019. Esta reducción obedeció primordialmente a (i) Ps. 2.426 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con los Ps. 3.868 millones proveniente durante el mismo período de 2019, correspondientes a la diferencia de cambio de las cuentas a cobrar denominadas en dólares estadounidenses, principalmente sobre los créditos del FONINMEM. (ii) parcialmente compensado por mayores intereses en cuentas por cobrar comerciales, principalmente de CAMMESA, que durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendieron a Ps. 767 millones, en comparación con Ps. 459 millones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Otros gastos operativos

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El rubro Otros gastos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 descendió a un total de Ps. 45 millones, una disminución de 10,23% frente a los Ps. 50 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2019. Esta reducción obedeció primordialmente a menores cargos por la provisión para litigios compensado por un mayor cargo por descuentos de créditos fiscales.

Ganancia operativa

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 totalizó Ps. 6.443 millones, una disminución de 13,37% frente a los Ps. 7.438 millones registrados al 31 de marzo de 2019. Dicha disminución obedece principalmente a una pérdida no monetaria de Ps. 774 millones relacionada con el deterioro de propiedades, planta y equipo acumulado durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 de dos grupos generadores de la marca Siemens

almacenados en las instalaciones del proveedor, que se valoraron utilizando el enfoque del valor razonable menos el costo de venta, sumado a menores ingresos operativos vinculados con los resultados netos por diferencia de cambio e intereses vinculados fundamentalmente con los créditos FONINVEMEM.

Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a un total de Ps. 314 millones, un incremento de 115,85% frente a la pérdida de Ps. 1.979 millones tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Ingresos financieros

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Los ingresos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 descendieron a un total de Ps. 130 millones, una disminución de 77,04% frente a los Ps. 567 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2019. Esta reducción obedeció primordialmente a tasas de interés más bajas durante el periodo y a una menor diferencia de cambio respecto de los activos financieros denominados en dólares estadounidenses (que excluye FONINVEMEM y otras cuentas por cobrar comerciales). Como referencia, durante el el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, el peso se depreció 8% frente al Dólar, en comparación con una depreciación del 15%, del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Gastos financieros

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Los gastos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendieron a un total de Ps. 4.355 millones, un incremento de 99,16 % frente a los Ps. 2.187 millones registrados en el período de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2019. Este incremento obedeció primordialmente a una mayores intereses devengados por un saldo de deuda más alto durante el período, relacionado con los préstamos obtenidos para los proyectos de expansión de energía térmica y renovable y la adquisición de la planta Brigadier López, y la diferencia de cambio de dichos préstamos, que en su mayoría están denominados en dólares estadounidenses.

Resultados por participación en los resultados netos de asociadas

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 totalizaron Ps. 54 millones, una disminución de 62,25% frente a los Ps. 143 millones registrados durante el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2019. Dicha disminución obedeció primordialmente a menores resultados de la operación de Ecogas.

Impuesto a las ganancias

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El impuesto a las ganancias en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a un total de Ps. 1.630 millones, una disminución de 24,49% frente a los Ps. 2.158 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Las tasas efectivas del impuesto de por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 fueron de 63,02% y 54,19%, respectivamente.

Ganancia neta del ejercicio

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a un total de Ps. 956 millones, una disminución del 47,59% frente a los Ps. 1.825 millones registrados al 31 de marzo de 2019.

Resultados de las operaciones de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2018, y (ii) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2017.

Con fecha 8 de febrero de 2018, la Emisora transfirió la titularidad de la planta La Plata a YPF EE, con efectos a partir del 5 de enero de 2018. Por consiguiente, al 31 de diciembre de 2017, la planta La Plata fue clasificada como un activo mantenido para la venta, reconociéndose sus respectivos resultados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 como operaciones discontinuadas.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
		<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>	
Ingresos	35.960.784	21.944.761	14.827.241	63,87%	48,00%
Costo de ventas	(18.956.674)	(9.978.643)	(7.997.976)	89,97%	24,76%
Margen bruto	17.004.110	11.966.118	6.829.265	42,10%	75,22%
Gastos administrativos y de comercialización	(2.633.405)	(2.137.249)	(1.624.866)	23,21%	31,53%
Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	(4.404.442)	–	–	N/A	N/A
Otros ingresos operativos	18.353.204	20.341.015	1.430.737	(9,77%)	1,321,72%
Otros gastos operativos	(270.754)	(204.414)	(215.578)	32,45%	(5,18%)
Actualización créditos CVO	–	16.947.737	–	(100,00%)	N/A
Ganancia operativa	28.048.713	46.913.207	6.419.558	(40,21%)	630,79%
Pérdida por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(2.431.753)	(6.208.977)	(233.678)	(60,83%)	2,557,07%
Ingresos financieros	3.600.707	3.507.676	2.397.964	2,65%	46,28%
Gastos financieros	(15.924.867)	(9.692.797)	(1.846.995)	64,30%	424,79%
Resultados por participación en asociadas	1.113.297	1.652.445	1.804.460	(32,63%)	(8,42%)
Ganancia antes del impuesto a las ganancias generada por las operaciones continuadas	14.406.097	36.171.554	8.541.309	(60,17%)	323,49%
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(5.745.242)	(10.159.632)	(1.663.201)	(43,45%)	510,85%
Resultado neto del ejercicio generado por las operaciones continuadas	8.660.855	26.011.922	6.878.108	(66,70%)	278,18%
Operaciones discontinuadas	–	424.850	1.217.236	(100,00%)	(65,10%)
Ganancia del ejercicio después de impuestos generada por las operaciones discontinuadas	–	–	–	–	–
Resultado neto del ejercicio	8.660.855	26.436.772	8.095.344	(67,24%)	226,57%

Ingresos de las operaciones continuadas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
		<i>(en miles de Ps.)</i>		<i>(en porcentajes)</i>	
Energía Base (Resolución SE No. 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus respectivas modificatorias) (1)	27.378.909	19.487.339	14.052.285	40,50%	38,68%
Ventas bajo contrato(2)	7.350.706	1.379.572	420.401	432,83%	228,16%
Ventas de vapor(3)	434.648	378.351	354.554	14,88%	6,71%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	286.282	298.264	–	(4,02%)	–
Ingresos por la gestión de la central térmica CVO	510.239	401.235	–	27,17%	–
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	35.960.784	21.944.761	14.827.241	63,87%	48,00%

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a la Resolución N° 95, Resolución N° 19/2017, y Res. SE 1/2019 (ii) ventas spot de energía y potencia a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (con sus modificatorias), (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente de Argentina, e (iv) ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 (véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”).

(2) Incluye (i) ventas por contrato en el mercado a término, (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus y (iii) ventas por contrato en el marco del programa RenovAr (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”) (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”).

(3) Incluye el vapor comercializado bajo el contrato de venta de vapor celebrado por YPF con la planta Luján de Cuyo.

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

En el ejercicio 2019, los ingresos provenientes de las operaciones continuadas ascendieron a un total de Ps. 35,96 mil millones, equivalente a un incremento del 63,87% frente a los Ps. 21,94 mil millones registrados en 2018. Dicho aumento obedece principalmente a:

1. un aumento del 40,50% en los ingresos de la Emisora por ventas de electricidad bajo Energía Base por un total de Ps. 27,38 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con Ps. 19,49 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, atribuible principalmente a los siguientes factores: (i) un incremento en el tipo de cambio de 2019 superior a la inflación del período, lo cual incidió directamente en las tarifas fijadas en Dólares Estadounidenses, en términos de Pesos corrientes al cierre del período. A modo de referencia, durante el ejercicio 2019, el tipo de cambio incrementó un 58,86% y la tasa de inflación fue del 53,83%, mientras que en el ejercicio 2018, el tipo de cambio incrementó un 102,2% y la tasa de inflación fue del orden del 47,64%, y (ii) un incremento en la remuneración del combustible para unidades alcanzadas por el marco regulatorio de Energía Base (y otros conceptos relacionados) por un total de Ps. 10,93 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, (véase “Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Ingresos—Energía Base”), frente a los Ps. 2,99 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. El incremento en los ingresos de la Emisora por ventas de energía vendida bajo Energía Base fue parcialmente compensado por una reducción en las tarifas establecida por la Res. 1/19, la cual fijó precios más bajos para la generación de energía y la disponibilidad de generación que los aplicados durante el ejercicio 2018.
2. un aumento del 432,83% en los ingresos por ventas bajo contrato de la Emisora (incluyendo los contratos de Energía Plus, los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses), que ascendieron a Ps. 7,35 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con Ps. 1,38 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, principalmente atribuible a (a) ingresos por Ps. 3,48 mil millones derivados de la planta Brigadier López que la Emisora adquirió en 2019, (b) al inicio de las operaciones durante 2019 del proyecto de cogeneración Luján de Cuyo, el cual generó ingresos por un total de Ps. 585,88 millones, (c) el inicio de operaciones durante 2019 de los proyectos de parques eólicos La Castellana II, La Genoveva II y Manque, los cuales generaron ingresos totales por Ps. 391,84 millones, y (d) una devaluación del peso del 58,86% respecto del dólar estadounidense en 2019, compensada por una tasa de inflación del 53,83% en 2019, mientras que en 2018 el tipo de cambio se incrementó un 102,2%, acompañado de una tasa de inflación del 47,64%;
3. un aumento del 14,88% en los ingresos por ventas de vapor a YPF consumadas por la planta Luján de Cuyo, el cual ascendió a Ps. 434,65 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con Ps. 378,35 millones al 31 de diciembre de 2018, primordialmente atribuible a una devaluación del peso del 58,86% respecto del dólar estadounidense en 2019, compensada por una tasa de inflación del 53,83% durante el ejercicio 2019, mientras que en 2018 el tipo de cambio se incrementó un 102,2%, con una tasa de inflación del orden del 47,64% y por una disminución del 6,48% en el volumen de vapor vendido (1.031.044 toneladas en 2019 frente a 1.102.515 toneladas en 2018).

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

En el ejercicio 2018, los ingresos provenientes de las operaciones continuadas ascendieron a un total de Ps. 21,94 mil millones, equivalente a un incremento del 48% frente a los Ps. 14,83 mil millones registrados en 2017. Dicho aumento obedece principalmente a:

1. un aumento del 38,68% en los ingresos de la Emisora por ventas de electricidad bajo Energía Base por un total de Ps. 19,49 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con Ps. 14,04 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, atribuible principalmente a los siguientes factores: (i) el incremento tarifario establecido por Resolución 19/17, la cual fijó tarifas más altas y denominadas en Dólares Estadounidenses para la generación de energía y disponibilidad de equipos (el ejercicio 2018 se vio plenamente afectado por el incremento tarifario de noviembre de 2017), (ii) un incremento en el tipo de cambio de 2018 superior a la inflación del período, lo cual incidió en las tarifas fijadas en Dólares Estadounidenses, en términos de Pesos corrientes al cierre del período. A modo de referencia, durante el ejercicio 2018, el tipo de cambio incrementó un 102,2% y la tasa de inflación fue del 47,64%, mientras que en el ejercicio 2017, el tipo de cambio incrementó un 17,4% y la tasa de inflación fue del orden del 24,80%, y (iii) un incremento en la remuneración del combustible para unidades alcanzadas por el marco regulatorio de Energía Base (y otros conceptos relacionados) por un total de Ps. 3,00 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, principalmente a causa de los ingresos obtenidos en el marco de la Resolución 70/18, durante los meses de noviembre y

diciembre de 2018, en algunas de las centrales sujetas al marco regulatorio de Energía Base (véase “Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Ingresos—Energía Base”), frente a los Ps. 609,85 millones registrados al 31 de diciembre de 2017;

- un aumento del 228,16% en los ingresos por ventas bajo contrato de la Emisora (incluyendo los contratos de Energía Plus, los cuales se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses), que ascendieron a Ps. 1.379,57 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, en comparación con Ps. 420,40 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, principalmente atribuible (a) al inicio de las operaciones de los proyectos Achiras y La Castellana I, los cuales generaron ingresos por un total de Ps. 921,92 millones y (b) una devaluación del peso del 102,16% respecto del dólar estadounidense en 2018, compensada por una tasa de inflación del 47,6% en 2018, mientras que en 2017 el tipo de cambio incrementó un 17,4%, acompañado de una tasa de inflación del 24,80%;
- un aumento del 6,71% en los ingresos por ventas de vapor a YPF consumadas por la planta Luján de Cuyo, el cual ascendió a Ps. 378,35 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, en comparación con Ps. 354,55 millones al 31 de diciembre de 2017, primordialmente atribuible a (a) una devaluación del peso del 102,16% respecto del dólar estadounidense en 2018 (el precio por unidad en Dólares Estadounidenses de las ventas de vapor de la Emisora no ha sufrido variaciones), compensada por una tasa de inflación del 47,64% durante el ejercicio 2018, mientras que en 2017 el tipo de cambio incrementó un 17,4%, con una tasa de inflación del orden del 24,80%. Dicho incremento fue compensado, en parte, por (b) una disminución del 6,38% en el volumen de vapor vendido (1.102.515 toneladas en 2018 frente a 1.177.661 toneladas al 31 de diciembre de 2017).

Costo de ventas de las operaciones continuadas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
		(en miles de Ps.)		(en porcentajes)	
Inventarios al comienzo del ejercicio	454.703	408.928	335.398	11,19%	21,92%
Compras	10.389.171	3.376.246	861.551	207,71%	291,88%
Gastos operativos:					
Remuneraciones de los empleados	2.369.554	2.109.033	2.210.050	12,35%	(4,57%)
Otros beneficios a largo plazo para los empleados	68.826	43.215	65.617	59,26%	(34,14%)
Depreciación de la propiedad, planta y equipo	1.969.472	1.757.620	1.848.955	12,05%	(4,94%)
Amortización de intangibles	1.421.176	537.912	506.999	164,20%	6,10%
Compra de energía y potencia	93.653	67.914	194.533	37,90%	(65,09%)
Honorarios y retribuciones por servicios	426.254	381.195	483.946	11,82%	(21,23%)
Gastos de mantenimiento	1.313.425	739.966	922.545	77,50%	(19,79%)
Consumo de materiales y repuestos	471.769	248.115	283.936	90,14%	(12,62%)
Seguros	345.118	371.465	351.370	(7,09%)	5,72%
Derechos y regalías	384.348	343.163	327.354	12,00%	4,83%
Impuestos y gravámenes	33.971	31.457	9.387	7,99%	235,12%
Impuesto a los créditos y débitos bancarios	4.924	3.807	-	29,34%	-
Otros	12.073	13.310	5.263	(9,29%)	152,91%
Inventarios al cierre del ejercicio	(801.763)	(454.703)	(408.928)	76,33%	11,19%
Total Costo de ventas	18.956.674	9.978.643	7.997.976	89,97%	24,76%

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El costo de ventas de las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 18,96 mil millones, un aumento de 89,97% frente a los Ps. 9,98 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Este incremento obedeció primordialmente a:

- un aumento de Ps. 7,01 mil millones, o 207,71%, en las compras de gas efectuadas por Central Puerto;
- un aumento de Ps. 0,88 mil millones, o 164,20%, en amortización de activos intangibles principalmente debido a la amortización de activos intangibles asociada a la adquisición de la planta Brigadier López; y
- un aumento de Ps. 41,19 millones, o 12,00% en gravámenes y regalías asociadas al incremento de ingresos de la Planta Piedra del Águila principalmente debido a los incrementos en la cantidad de energía vendida.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El costo de ventas de las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 9,98 mil millones, un aumento de 24,76% frente a los Ps. 8,00 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este incremento obedeció primordialmente a:

- un aumento de Ps. 2,51 mil millones, o 291,88%, en las compras de gas efectuadas por Central Puerto; y

2. un aumento de Ps. 15,81 millones, o 4,83%, en los derechos y regalías relacionados con el incremento en los ingresos generados por la planta Piedra del Águila, debido a incrementos en los precios de la energía y la potencia y en la cantidad de energía generada.

Dicho aumento se vio compensado, en parte, por una disminución de Ps. 101,02 millones, o 4,57%, en las remuneraciones de los empleados, relacionada principalmente con convenios colectivos de trabajo.

Margen bruto de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El margen bruto de las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 17,00 mil millones, un aumento del 42,10% frente a los Ps. 11,97 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de 47,29%, en comparación con un margen bruto de 54,53% durante el mismo período en 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El margen bruto de las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 11,97 mil millones, un aumento del 75,22% frente a los Ps. 6,83 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue de 54,53%, en comparación con un margen bruto de 46,06% durante el mismo período en 2017.

Gastos administrativos y de comercialización de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Los gastos administrativos y de comercialización de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a un total de Ps. 2.633 millones, un aumento de 23,21% frente a los Ps. 2.137 millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 234,04 millones, o de 59,35%, en el impuesto a los créditos y débitos bancarios como consecuencia del incremento en los ingresos registrado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019; y
2. un aumento de Ps. 214,57 millones, o de 40,68%, en los honorarios y retribuciones por servicios, el cual principalmente obedece a (a) un aumento de Ps. 56,75 millones en gastos de viáticos, comidas y servicios de seguridad, entre otros, a causa del aumento en el precio de esos servicios, (b) un aumento de Ps. 98,23 millones en servicios profesionales relacionados con actividades financieras.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Los gastos administrativos y de comercialización de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a un total de Ps. 2,14 mil millones, un aumento de 31,53% frente a los Ps. 1,62 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 182,88 millones, o de 86,49%, en el impuesto a los créditos y débitos bancarios como consecuencia del incremento en los ingresos registrado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018; y
2. un aumento de Ps. 281,44 millones, o de 58,13%, en los honorarios y retribuciones por servicios, más gastos de mantenimiento, el cual principalmente obedece a (a) un aumento de Ps. 21,66 millones en gastos de viáticos, comidas y servicios de seguridad, entre otros, a causa del aumento en el precio de esos servicios, (b) un aumento de Ps. 86,02 millones en servicios profesionales relacionados con actividades financieras, y (c) un aumento de Ps. 173,77 millones en gastos de mantenimiento.

Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

En 2019, la Emisora registró Ps. 4,4 mil millones por desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles, principalmente relacionados con una reducción en el valor de uso valuado de ciertos activos que excedió su valor de libros previamente registrado, principalmente en relación con la planta Brigadier López y activos intangibles asociados así como algunas de las turbinas de gas que la Emisora posee para futuros nuevos proyectos. Algunos de los factores que incidieron en esta reducción fueron la vida útil limitada de estos activos, la caída en el precio de las acciones de la Compañía, las incertidumbres económicas actuales, la pesificación de la tarifa del mercado spot de energía y capacidad, y en el caso particular de las turbinas de gas de la Compañía, la incertidumbre sobre la factibilidad de nuevos proyectos que permitirían el uso de las turbinas adquiridas. Para más información, véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

En 2018, la Emisora no registró ningún cargo por Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

En 2018 y 2017, la Emisora no registró ningún cargo por Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

Otros ingresos operativos de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El rubro Otros ingresos operativos de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 18,35 mil millones, una disminución de 9,77%, frente a Ps. 20,34 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta disminución se debió principalmente a:

1. una disminución de Ps. 5,63 mil millones, o de 32,09%, en las ganancias por diferencia de cambio generadas por deudas comerciales y créditos por ventas, neto, denominados en Dólares Estadounidenses, principalmente como consecuencia de: (a) una devaluación del 58,86% del peso respecto al dólar en 2019, la cual fue parcialmente compensada por una tasa de inflación del 53,83% durante 2019, en tanto durante 2018, el tipo de cambio aumentó un 102,2% y la tasa de inflación fue del 47,64%, y (b) una disminución en las deudas comerciales y los créditos por ventas, neto, denominados en Dólares Estadounidenses (los cuales, al 31 de diciembre de 2019, ascendieron a U\$S 492,70 millones, en comparación con U\$S 562,54 millones en deudas comerciales y créditos por ventas, neto registradas al 31 de diciembre de 2018).

Un aumento de Ps. 3,94 mil millones, o del 157,69% en intereses derivados de deudas comerciales y créditos por ventas, principalmente como resultado del incremento en los ingresos de la Emisora derivados de operaciones continuadas debido a las razones mencionadas anteriormente.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El rubro Otros ingresos operativos de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 20,34 mil millones, un aumento de 1.321,72% frente a los Ps. 1,43 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un aumento de Ps. 17,37 mil millones, o de 9.671,80%, en las ganancias por diferencia de cambio generadas por deudas comerciales y créditos por ventas, neto, denominados en Dólares Estadounidenses, principalmente como consecuencia de: (a) una devaluación del 102,16% del peso respecto al dólar en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (calculada al tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2018 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017), mientras que la tasa de inflación al 31 de diciembre de 2018 fue de 47,64%, frente a una devaluación del 17,36% del peso respecto al dólar en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 (calculada al tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017 en comparación con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2016), mientras que la tasa de inflación en el ejercicio 2017 fue del orden del 24,80%, y (b) un incremento en las deudas comerciales y los créditos por ventas, neto, denominados en Dólares Estadounidenses (los cuales, al 31 de diciembre de 2018, ascendieron a U\$S 547,86 millones, en comparación con U\$S 35,30 millones en cuentas por cobrar netas registradas al 31 de diciembre de 2017).

Otros gastos operativos de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El rubro Otros gastos operativos de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 270,75 millones, un aumento de 32,45% frente a los Ps. 240,41 millones registrados al 31 de diciembre de

2018. Este aumento obedeció primordialmente a un aumento de Ps. 223,89 millones en cargos relacionados con el descuento sobre créditos fiscales, el cual fue parcialmente compensado por una disminución de Ps. 131,68 millones en cargos relacionados con la provisión para litigios y demandas.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El rubro Otros gastos operativos de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 204,41 millones, una disminución de 5,18% frente a los Ps. 215,58 millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Esta disminución obedeció primordialmente a una disminución de Ps. 20,26 millones en la provisión para litigios y demandas, compensada, en parte, por un incremento en el resultado de Ps. 5,38 millones por desvalorización de materiales y repuestos.

Ganancia operativa de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa generada por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 28,05 mil millones, una disminución de 40,21% frente a los Ps. 46,91 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Dicha disminución obedece principalmente a un incremento de Ps. 4,04 mil millones en la desvalorización de propiedad, planta y equipos y activos intangibles y a una disminución en créditos CVO registrada al 31 de diciembre de 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa generada por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 46,92 mil millones, un incremento de 630,79% frente a los Ps. 6,41 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Dicho incremento obedece principalmente a resultados netos por diferencia de cambio.

Ingresos financieros de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Los ingresos financieros generados por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a un total de Ps. 3,60 mil millones, un incremento de 2,65% frente a los Ps. 3,51 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. una diferencia de cambio por un total de Ps. 2,31 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, frente a los Ps. 2,05 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018;
2. un incremento en los ingresos netos generados por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, por un total de Ps. 1,26 mil millones al 31 de diciembre de 2019, en comparación con Ps. 785,70 millones al 31 de diciembre de 2018, debido a un aumento en los activos financieros que devengan intereses;
3. compensado, en parte, por una disminución de Ps. 594,37 millones en los ingresos netos generados por la enajenación de activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (neto del impuesto sobre los ingresos brutos aplicable).

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Los ingresos financieros generados por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a un total de Ps. 3,51 mil millones, un incremento de 46,28% frente a los Ps. 2,40 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. una diferencia de cambio por un total de Ps. 2,05 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, frente a los Ps. 103,04 millones registrados al 31 de diciembre de 2017; y
2. un incremento en los ingresos netos generados por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, por un total de Ps. 785,70 millones al 31 de diciembre de 2018, en comparación con Ps. 171,54 millones al 31 de diciembre de 2017, debido a un aumento en los activos financieros que devengan intereses;
3. compensado, en parte, por una disminución de Ps. 1.162,39 millones, o de 66,17%, en los ingresos netos generados por la enajenación de activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (neto del impuesto sobre los ingresos brutos aplicable).

Gastos financieros de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Los gastos financieros generados por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a un total de Ps. 15,92 mil millones, un incremento de 64,30% frente a los Ps. 9,69 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Este incremento obedeció primordialmente a una mayor diferencia de cambio generada por préstamos y otros financiamientos, la cual ascendió a un total de Ps. 12,03 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representando un incremento de 64,14% frente a los Ps. 7,33 mil millones registrados en 2018, y un incremento en intereses sobre préstamos por un total de Ps. 3,21 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con Ps. 2,27 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, ocasionado por un aumento de préstamos financieros.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Los gastos financieros generados por las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a un total de Ps. 9,69 mil millones, un incremento de 424,79% frente a los Ps. 1,85 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este incremento obedeció primordialmente a una mayor diferencia de cambio generada por préstamos y otros financiamientos, la cual ascendió a un total de Ps. 7,32 mil millones en 2018, representando un incremento de 5.806,43% frente a los Ps. 124,07 millones registrados en 2017.

Resultados por participación en asociadas de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Los resultados por participación en asociadas de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a un total de Ps. 1,11 mil millones, una disminución de 32,63% frente a los Ps. 1,65 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018. Dicha disminución obedeció primordialmente a (a) una ganancia de Ps. 1,02 mil millones generada por la participación de Central Puerto en Ecogas a través de IGCE, DGCE y IGCU en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con los Ps. 1,56 mil millones registrados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, y (b) una pérdida de Ps. 6,70 millones generada por la participación de Central Puerto en TGM en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido a la escasa demanda de sus servicios de transporte de gas natural, en comparación con una pérdida de Ps. 4,04 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Los resultados por participación en asociadas de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a un total de Ps. 1,65 mil millones, una disminución de 8,42% frente a los Ps. 1,80 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Dicha disminución obedeció primordialmente a (a) una ganancia de Ps. 1,56 mil millones generada por la participación de Central Puerto en Ecogas a través de IGCE, DGCE y IGCU en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, en comparación con los Ps. 1.117,93 millones registrados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, debido a un incremento en los ingresos de estas sociedades a causa de los ajustes tarifarios que entraron en vigencia en octubre de 2016 y abril de 2017, y (b) una pérdida de Ps. 4,04 millones generada por la participación de Central Puerto en TGM en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido a la escasa demanda de sus servicios de transporte de gas natural, en comparación con una ganancia de Ps. 582,12 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, debido a un acuerdo conciliatorio conforme al cual YPF acordó pagar a TGM, sin reconocer hechos ni derechos, U\$S 114 millones para acabar con el reclamo entablado por TGM contra YPF (para más información, véase “*Información sobre la Emisora—Filiales—Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM)*”).

Impuesto a las ganancias de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El impuesto a las ganancias de las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 5,75 mil millones, una disminución de 43,45%, frente a Ps. 10,16 mil millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta disminución obedeció principalmente a una menor ganancia imponible durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Las tasas efectivas del impuesto de 2019 y 2018 fueron de 39,88% y 28,09%, respectivamente.

La Ley 27.468 también sustituyó al índice de precios mayoristas (“IPM”) por el IPC como el índice de referencia para la indexación fiscal y modificó las normas para poner en marcha el procedimiento de indexación fiscal. Asimismo, la Ley 27.468 establece que durante los primeros tres años a partir del 1° de enero de 2018, la indexación fiscal será obligatoria si la variación del IPC excede el

55% en 2018, el 30% en 2019 y el 15% en 2020. La Ley de Solidaridad modificó los períodos a los que debería asignarse la indexación fiscal. De acuerdo con dicha ley, el resultado positivo o negativo generado por la aplicación del ajuste por inflación correspondiente al primer y al segundo ejercicio a partir del 1º de enero de 2019 se imputará un sexto (1/6) en dicho ejercicio y los cinco sextos restantes (5/6) en partes iguales en los cinco ejercicios subsiguientes. Para 2019, la Emisora registró una pérdida neta de Ps. 426 millones en el rubro Impuesto a las Ganancias del Estado de Resultados con respecto a la aplicación del ajuste por inflación mencionado anteriormente.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El impuesto a las ganancias de las operaciones continuadas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 10,15 mil millones, un incremento de 510,85% frente a los Ps. 1,66 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Este aumento obedece principalmente al incremento en la ganancia imponible del período. Las tasas efectivas del impuesto de 2018 y 2017 fueron de 28,09% y 19,47%, respectivamente.

Resultado neto del ejercicio de las operaciones continuadas

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta generada por las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 8,66 mil millones, una disminución del 66,70% frente a los Ps. 26,01 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta generada por las operaciones continuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 26,01 mil millones, un aumento del 278,18% frente a los Ps. 6,88 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017.

Ganancia del ejercicio después de impuestos generada por las operaciones discontinuadas

Con fecha 20 de diciembre de 2017, YPF EE aceptó la oferta de venta de la planta La Plata efectuada por Central Puerto por una contraprestación total de U\$S31,5 millones (más IVA), con sujeción a ciertas condiciones. Con fecha 8 de febrero de 2018, y con efectos a partir del 5 de enero de 2018, Central Puerto le transfirió a YPF EE la titularidad de la planta La Plata, incluidos sus activos de generación, personal y acuerdos relacionados con la operación y/o el mantenimiento de los activos de la planta La Plata, y la Nota 21 a los estados financieros consolidados auditados de Central Puerto. Por consiguiente, al 31 de diciembre de 2017, la planta La Plata fue clasificada como un activo mantenido para la venta, reconociéndose sus respectivos resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 como operaciones discontinuadas.

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 no se registró una ganancia del ejercicio después de impuestos por las operaciones discontinuadas.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

La ganancia del ejercicio después de impuestos generada por las operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 424,85 millones, una disminución de 65,10% frente a los Ps. 1,22 millones registrados al 31 de diciembre de 2017. Esta disminución obedeció primordialmente a la Venta de la planta La Plata a YPF EE, con efectos a partir del 5 de enero de 2018.

Véase “Historia y desarrollo de la Emisora—Venta de la planta La Plata” y la Nota 21 a los estados financieros consolidados auditados de Central Puerto.

Resultado neto del ejercicio

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

Por las razones citadas arriba, el resultado neto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a un total de Ps. 8,66 mil millones, una disminución de 67,24% frente a los Ps. 26,44 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

Por las razones citadas arriba, el resultado neto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a un total de Ps. 26,44 mil millones, un incremento de 226,57% frente a los Ps. 8,09 mil millones registrados al 31 de diciembre de 2017.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora registraba disponibilidades por la suma de Ps. 1,49 mil millones, y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps. 7,70 mil millones. Para más información, véase la Nota 17 y Anexo D a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora.

Las principales fuentes de liquidez de la Emisora son los fondos generados por las actividades operativas; fondos provenientes de ventas de inversiones temporarias de la Emisora; fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación (principalmente con CAMMESA); y financiaci3nes que puedan ser provistas por los proveedores de equipos o servicios adquiridos por la Emisora.

Las cuentas por cobrar de CAMMESA son una importante fuente de liquidez de la Emisora. Al 31 de diciembre de 2019, las cuentas por cobrar de CAMMESA en la forma de créditos ascendían a un total de Ps. 38,05 mil millones.

Los principales requerimientos de fondos de la Emisora se relacionan con pagos en virtud de préstamos y otros acuerdos financieros (primordialmente, con CAMMESA); sueldos de los empleados; gastos de operaci3n, mantenimiento y adquisici3n de activo fijo, distribuci3n de dividendos; impuestos; y otros gastos generales. En el futuro, como ocurre a la fecha de este Prospecto, es posible que la Emisora tenga mayores requerimientos de capital producto de proyectos para ampliar su capacidad de generaci3n. Véase *“El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino—Propuesta de ampliación de la capacidad de generaci3n de la Emisora”*.

Los préstamos y otras financiaci3nes de la Emisora contienen compromisos habituales para facilidades de cada tipo, incluyendo: (i) ciertas limitaciones a realizar consolidaciones, fusiones y ventas de activos; (ii) restricciones al incurrimiento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a la realizaci3n de gastos de capital y (v) restricciones al incurrimiento de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y compromisos est3n sujetos a determinados umbrales y excepciones. Para la descripci3n de los compromisos y más informaci3n sobre cada uno de los préstamos, véase *“Liquidez y Recursos de Capital – Deuda”*). La Emisora no prevé que estas restricciones tengan un impacto significativo en su capacidad para cumplir sus obligaciones en efectivo. A la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra en cumplimiento de todos sus compromisos de deuda.

Los proyectos en construcci3n de la Emisora se est3n desarrollando con capital de Central Puerto y sus subsidiarias, y, en el caso del parque e3lico La Genoveva II, los fondos no utilizados del Préstamo IFC totalizaban aproximadamente U\$S 59,72 millones al 31 de diciembre de 2019

La Emisora no descarta la opci3n de explorar opciones de financiaci3n alternativas si las condiciones son favorables.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 8,50 mil millones.

La Emisora considera que sus fuentes de liquidez ser3n suficientes para cubrir sus necesidades de capital de trabajo, servicio de la deuda y gastos de capital en el futuro cercano. No obstante, todo futuro deterioro de la situaci3n económica actual podría resultar en un deterioro de las finanzas de la Compañía, en un contexto de falta de acceso o reducci3n sustancial de la disponibilidad de créditos en los mercados financieros, lo que podría afectar la situaci3n financiera de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”*, en particular *“El nuevo coronavirus podría tener un efecto negativo en las operaciones comerciales y la situaci3n financiera de la Emisora”*.

Créditos de CAMMESA

La Emisora tiene acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica correspondiente al período 2004-2011. Para más informaci3n, véase *“Informaci3n sobre la Emisora—FONINMEM y programas similares”*. Bajo esos programas, la Emisora tiene derecho a percibir las cuentas por cobrar, incluyendo intereses, en cuotas mensuales por el plazo de 10 años comenzando en: (i) para el caso de cuentas por cobrar atribuibles a la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007, a partir de la fecha de habilitaci3n comercial de la central eléctrica Manuel Belgrano y la central eléctrica San Martín formadas en el marco del FONINMEM y (ii) para el caso de cuentas por cobrar atribuibles a la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2008 hasta diciembre de 2011, a partir de la fecha de habilitaci3n comercial de la central de ciclo combinado CVOSA. Para más informaci3n, véase *“Informaci3n sobre la Emisora — FONINMEM y programas similares”*.

Una vez otorgadas las habilitaciones comerciales a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Emisora comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales por ventas de energía eléctrica a CAMMESA consumadas desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora recibió Ps. 1,13 mil millones (U\$S 20,27 millones en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital e intereses por estos créditos (IVA incluido).

La planta de ciclo combinado de CVO comenzó a operar el 20 de marzo de 2018. Al 31 de diciembre de 2019, los “créditos LVFVD 2008-2011” totalizaban Ps. 38 mil millones.

Una vez que la planta de ciclo combinado CVOSA inició sus operaciones, en el caso de créditos devengados entre 2008 y septiembre 2010, la suma a pagar fue convertida a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del Acuerdo de CVO (es decir, el 25 de noviembre de 2010) (es decir, Ps. 3,97-U\$S 1,00). Asimismo, ciertos créditos que se devengaron luego de septiembre de 2010 y que también fueron incluidos en el Acuerdo de CVO, fueron convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de vencimiento de cada operación de venta mensual. La suma total estimada adeudada es U\$S 548 millones más intereses devengados luego de la Habilitación Comercial de CVO. Como resultado de la conversión de los créditos LVFVD a dólares estadounidenses detallada en el párrafo anterior, la Emisora tuvo ingresos por única vez, antes de impuesto a las ganancias, con respecto a intereses y el efecto del ajuste de los créditos LVFVD 2008-2011 a dólares estadounidenses al 20 de marzo de 2018 de Ps. 16.948 millones, medido en unidad corriente al 31 de diciembre de 2019 (o Ps. 7.959 millones, expresado en términos nominales), bajo “Actualización créditos CVO”. Los pagos mensuales denominados en dólares estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos, convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

Al 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial de CVO en el MEM, como una planta de ciclo combinado, a la central térmica Central Vuelta de Obligado, que le otorgó a la Emisora el derecho a recibir el cobro de los créditos comerciales bajo el Acuerdo de CVO. A fin de iniciar los cobros, tuvo que firmarse un PPA entre el Fideicomiso de CVO y CAMMESA, mediante el cual el Fideicomiso de CVO realiza ventas de energía y, en consecuencia, recibe el flujo de fondos para pagar los créditos comerciales.

El PPA fue firmado el 7 de febrero de 2019, con efectos retroactivos al 20 de marzo de 2018.

Como resultado, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra con plena vigencia y efectos.

Durante 2019, la Emisora cobró Ps. 8,45 mil millones en créditos CVO (incluidas las cuotas 1 a 10), medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2019. Las cuotas posteriores (a partir de la cuota 11) fueron cobradas en sus respectivas fechas de vencimiento.

Asimismo, la Emisora tenía acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica a CAMMESA en concepto de “remuneración adicional fideicomiso” desde 2012. El 3 de septiembre de 2019, CAMMESA y Central Puerto (de acuerdo con una oferta general realizada todos los generadores) celebraron un acuerdo definitivo para liquidar el saldo de los créditos LVFVD. Como resultado, se logró una reducción del 18% en el monto de capital y los intereses devengados a dicha fecha. Asimismo, la Compañía renunció a cualquier reclamo respecto de dichos créditos. En virtud del acuerdo, durante septiembre de 2019, la Compañía cobró Ps. 1.815 millones y registró una ganancia neta de Ps. 3.912 millones, que fue reconocida en “Intereses de clientes” bajo el rubro “Otros ingresos operativos” en el estado de resultados consolidado anual de 2019.

Flujo de fondos

El siguiente cuadro presenta el flujo de fondos proveniente de las actividades operativas, de inversión y de financiamiento de la Emisora para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	(en miles de Ps.)		
	2019	2018	2017
Flujo neto de fondos provisto por las operaciones	11.973.825	5.701.068	5.634.369
Flujo neto de fondos utilizado en actividades de inversión	(27.904.309)	(7.799.802)	(5.047.600)
Flujo neto de fondos provisto por (utilizado en) actividades de financiamiento	17.132.293	1.057.463	(525.781)
Aumento (Disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo neto	1.201.809	(1.041.271)	60.988

Flujo neto provisto por las operaciones

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 1,05% a Ps. 3.492 millones para período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 3.456 millones obtenidos en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Dicho incremento obedece principalmente a:

(i) Ps. 6.443 millones de la utilidad de operación obtenida durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, (ii) Ps. 5.264 millones debido a una disminución en el stock de cuentas por cobrar comerciales, principalmente relacionadas con los cobros de FONI, (iii) Ps. 778 millones en cobro de intereses de clientes, incluidos los de FONI, durante el período, que fue parcialmente compensado por (iv) las partidas no monetarias incluidas en la utilidad de operación, incluyendo Ps. 2.426 millones por diferencia de cambio en cuentas por cobrar comerciales y un aumento de Ps. 774 millones de desvalorización no monetaria de los cargos por propiedades, planta y equipo; (v) Ps. 1.377 millones del impuesto sobre la renta pagado, y (vi) una reducción de 3.988 millones en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a los empleados principalmente debido a (a) el pago del combustible auto adquirido comprado antes de la abrogación de la Res. 70/18, como se mencionó anteriormente, y (b) la cancelación de pasivos no financieros asociados a la construcción de los proyectos de expansión.

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 110,03% a Ps. 11,97 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, de Ps. 5,70 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Dicho incremento obedece principalmente a (i) mayores ingresos como resultado de un aumento en el tipo de cambio para 2019, que impactó directamente en las tarifas fijadas en Dólares Estadounidenses, un aumento en los ingresos por ventas por contratos y un aumento en los ingresos por ventas de vapor; y (ii) un aumento en intereses de clientes cobrados que ascendió a Ps. 4,83 mil millones en 2019 comparado con Ps. 68,24 millones en 2018. Esto fue parcialmente compensado por un aumento en el impuesto a las ganancias pagado en 2019 que ascendió a Ps. 9,68 mil millones, comparado con Ps. 6,52 mil millones en 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 1,18% a Ps. 5,71 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (que incluye una disminución de efectivo neta de Ps. 10,31 millones de la planta La Plata, la cual fue vendida el 8 de febrero de 2018, con fecha de vigencia 5 de enero de 2018), de Ps. 5,63 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 (que incluye Ps. 1,21 mil millones de la planta La Plata, que fue vendida). Dicho incremento obedece principalmente al incremento en las ganancias y otros ingresos operativos, incluidos los obtenidos como resultado de un mayor precio promedio por unidad en las ventas de energía y vapor de la Emisora, primordialmente a causa de los aumentos de precios comentados más arriba en la sección “Resultado de las Operaciones—Resultado de Operaciones para los Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 – Ingresos. 2017 comparado con el ejercicio 2016.”. Esto fue parcialmente compensado por (a) un aumento en el impuesto a las ganancias pagado en 2018, que ascendió a Ps. 6,52 mil millones, comparado con Ps. 1,79 mil millones en 2017, un aumento no monetario en la Actualización créditos CVO (para más información, véase la Nota 10.1 a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora) de Ps. 16,95 mil millones en 2018, y una ganancia no monetaria por diferencias de tipo de cambio por créditos comerciales de Ps. 17,54 mil millones en 2018 comparado con una disminución de Ps. 179,52 millones en 2017.

Flujo neto utilizado en las actividades de inversión

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión disminuyó a Ps. 1.206 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, respecto de los Ps. 3.230 millones período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Dicha reducción fue atribuible primordialmente a (i) un aumento en los pagos por la compra de propiedades, planta y equipos, que ascendieron a Ps.4.504 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, principalmente debido a la construcción de los proyectos renovables y térmicos en comparación con pagos de Ps. 3.437 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, que fueron más que compensados (ii) ingresos recibidos durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 por Ps. 3.298 millones por la venta de activos financieros, en comparación con Ps. 208 millones utilizados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión aumentó un 257,76% a Ps. 27,90 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 respecto de los Ps. 7,79 mil millones registrados para el ejercicio anterior. Dicho incremento fue atribuible primordialmente a (i) un aumento en los pagos por la compra de propiedades, planta y equipos, que ascendieron a Ps. 17,50 mil millones, principalmente debido a la construcción de los parques eólicos La Genoveva I, La Genoveva II, Manque, Los Olivos y La Castellana II y por la construcción de las plantas de cogeneración Luján de Cuyo y Terminal 6 San Lorenzo, en

comparación con pagos y pagos adelantados de Ps. 10,71 mil millones en 2018, principalmente debido a la construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana y por la construcción de las plantas de cogeneración Luján de Cuyo y Terminal 6 San Lorenzo; y (ii) la adquisición de la Central Térmica Brigadier López que ascendió a Ps. 8,47 mil millones.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión aumentó un 54,52% a Ps. 7,80 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 respecto de los Ps. 5,05 mil millones registrados para el ejercicio anterior. Dicho incremento fue atribuible primordialmente a (i) un aumento en los pagos por la compra de propiedades, planta y equipos, que ascendieron a Ps. 10,71 mil millones, principalmente debido a la construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana y por la construcción de las plantas de cogeneración Luján de Cuyo y Terminal 6 San Lorenzo, en comparación con pagos y pagos adelantados de Ps. 8,81 mil millones en 2017, principalmente debido a la construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana y una turbina de gas para Luján de Cuyo, que fueron parcialmente compensados por (ii) fondos derivados de la Venta de la Planta La Plata por la suma de Ps. 962,85 millones.

Flujo neto provisto por (utilizado en) las actividades de financiamiento

Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

El flujo neto de fondos utilizado por las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 1.453 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, frente a Ps. 446 millones de fondos utilizados en las actividades de financiamiento durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Esta variación se debió principalmente a (i) préstamos cancelados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 por un total de Ps. 297 millones frente a los Ps 15 millones obtenidos durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, (ii) pagos de intereses y otros conceptos por Ps 898 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps 289 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, y (iii) pagos de préstamos por Ps. 259 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 236 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Ejercicio 2019 comparado con el ejercicio 2018

El flujo neto de fondos provisto por las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 17,13 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, frente a un flujo neto de fondos utilizado en las actividades de financiamiento por la suma de Ps. 1,06 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta variación se debió principalmente a préstamos a largo plazo recibidos por la suma de Ps. 20,73 mil millones en 2019, comparado con Ps. 6,73 mil millones recibidos en 2018. Esto fue parcialmente compensado por un incremento en intereses y otros costos financieros pagados en 2019, que ascendieron a Ps. 2,97 mil millones, comparado con Ps. 0,71 mil millones en 2018.

Ejercicio 2018 comparado con el ejercicio 2017

El flujo neto de fondos provisto por las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 1.057,46 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, frente a un flujo neto de fondos utilizado en las actividades de financiamiento por la suma de Ps. 525,78 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Esta variación se debió principalmente a (i) aportes por la suma de Ps. 476,51 millones de las participaciones no controlantes a CP Renovables en 2018, comparado con Ps. 765,72 millones en 2017, (ii) dividendos pagados por la suma de Ps. 2,18 mil millones en 2018 comparado con un dividendo de Ps. 2,91 mil millones en 2017, (iii) Ps. 1,58 mil millones recibidos en 2017 de préstamos de CAMMESA para el mantenimiento de las unidades de la Emisora (en 2018 la Emisora no recibió préstamos de CAMMESA), (iv) Ps. 35,60 millones por préstamos a corto plazo pagados en 2018, comparado con Ps. 1,68 mil millones recibidos en 2017 y (v) préstamos a largo plazo recibidos por la suma de Ps. 6,73 mil millones en 2018, comparado con Ps. 4,37 mil millones recibidos en 2017.

Gastos de capital

El siguiente cuadro presenta los gastos de capital de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	<i>(en miles de Ps.)</i>		
	2019	2018	2017
Terrenos y edificios	1.058.393	9.979	7.002
Centrales eléctricas	8.475.993	1.251.903	545.844

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	<i>(en miles de Ps.)</i>		
	2019	2018	2017
Turbinas de gas.....	–	295.286	2.087.255
Obras en construcción.....	17.715.225	9.114.104	6.125.780
Otros.....	62.547	33.899	56.118
Total.....	27.312.158	10.705.171	8.821.999

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora realizó gastos de capital por un total de Ps. 27,31 mil millones, frente a Ps. 10,71 mil millones durante 2018. Durante esos ejercicios, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Emisora y la compra de la central Brigadier López. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los principales gastos de capital de la Emisora fueron la adquisición de la planta Brigadier López y la construcción de los proyectos térmicos Luján de Cuyo y Terminal 6 San Lorenzo y los proyectos renovables La Castellana II, La Genoveva II, Manque y Los Olivos.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Emisora realizó gastos de capital por un total de Ps. 10,71 mil millones, frente a Ps. 8,82 mil millones durante 2017. Durante esos ejercicios, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, los principales gastos de capital de la Emisora fueron para la construcción de las plantas de cogeneración Luján de Cuyo y Terminal 6 San Lorenzo, en tanto durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, los principales gastos de capital de la Emisora fueron para la construcción de los parques eólicos Achiras y La Castellana. Véase “-El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino – Ampliación Propuesta de la Capacidad de Generación de la Emisora.”

La Emisora financió sus gastos de capital con fondos provenientes de la oferta de emisiones de títulos de deuda y fondos provistos por las operaciones.

La Emisora tiene previsto efectuar erogaciones e incurrir en gastos de capital significativos a medida que sigue ampliando su capacidad instalada. La Emisora prevé que sus gastos de capital relacionados con los proyectos en construcción, central térmica Terminal 6 San Lorenzo y el parque eólico La Genoveva I, serán de aproximadamente U\$S 124 millones a ser desembolsados durante 2020. Además del Contrato de Préstamo de IFC para la Genoveva I descrito en este Prospecto (véase “*Información sobre la Emisora – Deuda – Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.*”), los proyectos de expansión de la Emisora se están desarrollando con capital de Central Puerto y sus subsidiarias. No obstante, la Emisora podrá explorar opciones de financiamiento si las condiciones son favorables.

Asimismo, los gastos de capital estimados para los proyectos en desarrollo de la Emisora son de aproximadamente U\$S 120 millones para la ampliación de la central Brigadier López y U\$S 12 millones para la ampliación del parque solar El Puesto. No obstante, debido a las incertidumbres mencionadas en este Prospecto, la Compañía no puede estimar cuando se realizarán tales gastos de capital. Dependiendo del plazo para la construcción de estos proyectos, la Compañía podrá financiar estos gastos de capital utilizando flujos de sus operaciones y/o fuentes de financiación externa. Véase “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora – Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes*”.

En los últimos años, la Emisora adquirió cuatro turbinas de gas de gran potencia, compatibles con plantas de ciclo único o de ciclo combinado. En la actualidad, la Emisora está utilizando una de ellas para la construcción de la planta de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo. Por otra parte, la Emisora adquirió un terreno en la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar estratégico para la entrega de combustible y para la futura posible conexión a las líneas de transmisión de electricidad.

Participaciones en DGCU y en DGCE

Además de las inversiones en activos físicos, el 23 de julio de 2014, la Emisora firmó acuerdos a los efectos de adquirir, en forma directa e indirecta, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, participaciones accionarias en DGCU y DGCE junto con un consorcio de inversión. Las condiciones para la adquisición establecidas en el acuerdo se cumplieron oportunamente, por lo que con fecha 7 de enero de 2015 se produjo la transferencia de las acciones.

En consecuencia, computando las participaciones directas e indirectas involucradas, la Emisora adquirió (i) una participación equivalente al 21,58% del paquete accionario de DGCU, y (ii) una participación equivalente al 40,59% del paquete accionario de DGCE.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido por la Ley de Mercados de Capitales y las Normas de la CNV, y atento a la participación controlante de Central Puerto en DGCU, compartida con el consorcio de compradores descrito anteriormente, el Directorio de la Emisora resolvió participar proporcionalmente en la oferta pública de adquisición (en adelante, “OPA”) lanzada por el consorcio de

compradores, a fin de adquirir la totalidad de las acciones emitidas y en circulación de DGCU que no sean de propiedad, directa o indirectamente, de la Emisora o de alguno de los integrantes del consorcio de compradores. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Directorio de la CNV aprobó la OPA. Una vez finalizado este proceso en enero de 2016, atento a que no se aceptó ninguna oferta, finalmente no se concretó la compra de acciones objeto de la OPA.

En la asamblea de accionistas que se llevó a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron la posible venta de la participación accionaria de la Emisora en Ecogas pero votaron para postergar la decisión. La Emisora está analizando varias oportunidades estratégicas con respecto a DGCU y DGCE, incluida una posible venta total o parcial de la participación accionaria de la Emisora en ellas. El 26 de enero de 2018, los accionistas de DGCE aprobaron la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina. El 14 de marzo de 2018, la Emisora autorizó la oferta de hasta 10.075.952 acciones ordinarias clase B de DGCE, en una potencial oferta pública autorizada por la CNV, sujeta a condiciones de mercado. Esta autorización fue incluida dentro de la autorización del 23 de febrero de 2018 del Directorio para la venta de hasta 27.597.032 acciones ordinarias clase B de DGCE. No obstante, debido a las condiciones de mercado, los accionistas de DGCE decidieron posponer la oferta. El 24 de octubre de 2019, la CNV notificó a DGCE sobre la cancelación de la autorización para la oferta pública.

Deuda

Al 31 de diciembre de 2019, la deuda total de la Emisora era de Ps. 38,71 mil millones, de los cuales aproximadamente el 99,51% estaba denominado en Dólares Estadounidenses y el resto en pesos. El siguiente cuadro muestra las deudas de la Emisora a esas fechas:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	
	(en miles de U\$S)	(en miles de Ps.)
Deuda corriente	134.011	8.025.892
Deuda no corriente	512.394	30.687.277

Préstamo del Kreditanstalt für Wiederaufbau ("KfW")

Con fecha 26 de marzo de 2019 la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con KfW por un monto de U\$S 56 millones para financiar la adquisición de dos turbinas de gas, equipamiento y servicios relacionados, correspondientes al proyecto Luján de Cuyo descrito en la Nota 22.7 a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora. De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBO más 1,15% y es amortizable trimestralmente en 47 cuotas iguales y consecutivas a partir de los 6 meses de ocurrida la puesta en marcha de las turbinas de gas y su equipamiento, lo que tuvo lugar el 5 de octubre de 2019.

De conformidad con el contrato de préstamo, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido a mantener un índice de endeudamiento de (a) al 31 de diciembre de 2019, no más de 4,00:1,00; y (b) a partir de dicha fecha, no más de 3,5:1,00. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha cumplido con dicho requerimiento.

Con fecha 23 de mayo de 2019 se recibió un primer desembolso por U\$S 43,7 millones y con fecha 26 de julio de 2019 se recibió un segundo desembolso por U\$S 4,9 millones. Con fecha 23 de agosto de 2019, se capitalizaron intereses por U\$S 0,3 millones. Con fecha 15 de noviembre de 2019, se recibió un tercer desembolso por U\$S 4,3 millones. Finalmente con fechas 4 y 30 de diciembre de 2019, se recibieron el cuarto y quinto desembolsos, por U\$S 1,3 millones y U\$S 0,7 millones, respectivamente. De esta forma, se completaron los desembolsos previstos para este préstamo por un total de U\$S 55,2 millones. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de este préstamo asciende a U\$S 45,53 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 2,73 mil millones.

Préstamo del Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. por un monto de U\$S 180 millones para financiar la adquisición de la Central Termoeléctrica Brigadier López (ver Nota 19.10 a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora), así como también para financiar futuros gastos de capital y otros gastos. De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual ajustable en base a la tasa LIBO más (i) 5,50% desde el 12 de junio de 2019 hasta el 12 de junio de 2020 exclusive; (ii) 6,0% desde el 12 de junio de 2020 hasta el 12 de diciembre de 2020 exclusive; (iii) 6,5% desde el 12 de diciembre de 2020 hasta el 12 de junio de 2021 exclusive; y (iv) 7,25% desde el 12 de junio de 2021 hasta el 12 de diciembre de 2021 exclusive, y es amortizable trimestralmente en 5 cuotas iguales y consecutivas a partir de los 18 meses de la firma del contrato de préstamo.

De conformidad con el contrato de préstamo, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido a mantener (i) un índice de endeudamiento de no más de 2.25:1,00; (ii) un índice de cobertura de intereses de no más de 3,50:1,00 y (iii) un patrimonio neto mínimo de U\$S 500 millones. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha cumplido con dichas obligaciones.

Con fecha 14 de junio de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de este préstamo asciende a U\$S 178,17 millones, aproximadamente Ps. 10,68 mil millones.

Fideicomiso Financiero Brigadier López

El 14 de junio de 2019, la Emisora adquirió la Planta Brigadier López de IEASA. Como parte del acuerdo, Central Puerto sustituyó a IEASA como fiduciante del Contrato de Fideicomiso Brigadier López. El fiduciario del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López es BICE Fideicomisos.

En el marco del contrato de fideicomiso, la deuda financiera devenga intereses a una tasa anual igual a (i) la tasa LIBO más 5% o (ii) 6,25%, la que sea mayor. BICE Fideicomisos, como el fiduciario, está a cargo de la administración y paga dicha deuda, utilizando para tal fin los fondos derivados de ciertos componentes de las ventas de la central Brigadier López que fueron cedidos al de Fideicomiso Financiero Brigadier López y fueron pagados mensualmente directamente por CAMMESA al Fideicomiso Financiero Brigadier Lopez. Asimismo, existe una cuenta de reserva por un monto total equivalente a dos meses de servicios de deuda. En caso de insolvencia del Fideicomiso Financiero Brigadier López, los acreedores no tendrán recurso contra los activos de Central Puerto, excepto los componentes de las ventas de la central Brigadier López que fueron cedidos al Fideicomiso.

El saldo de la deuda financiera del fideicomiso al 25 de marzo de 2020 (última fecha de amortización), quedan 29 cuotas por amortizar, asciende a U\$S 117,64 millones.

Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC

CP La Castellana

El 20 de octubre de 2017, CP La Castellana celebró un contrato de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones, (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones, actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii) la Corporación Interamericana de Inversiones, actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, en su carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (conjuntamente, los “prestamistas senior”) para otorgar préstamos por un monto total de hasta U\$S100.050.000 (la “Facilidad CII-IFC I”), de los cuales U\$S5 millones devengarán intereses a una tasa de interés anual equivalente a la tasa LIBOR *más* un 3,5% y el resto a una tasa LIBOR *más* un 5,25%, cancelable en 52 cuotas trimestrales iguales. Se han suscripto varios otros acuerdos y documentos relacionados, tales como el contrato de garantía y patrocinio, en el que la Emisora garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como principal obligada, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP La Castellana hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial (el “Contrato de Garantía y Patrocinio I”), acuerdos de cobertura, contratos de fideicomiso en garantía, un contrato de prenda de acciones, un contrato de prenda de activos sobre las turbinas eólicas, contratos directos y pagarés. El 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CII-IFC I por un total de U\$S 80.000.000.

En virtud del Contrato de Garantía y Patrocinio I, entre otros compromisos habituales para este tipo de facilidades, la Emisora se comprometió, hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, a mantener (i) un índice de apalancamiento (a) hasta el 31 de diciembre de 2018 inclusive, inferior a 4,00:1,00; y (b) en adelante, inferior a 3,5:1,00; y (ii) un índice de cobertura de intereses superior a 2,00:1,00. Asimismo, la subsidiaria de la Emisora, CP Renovables, y la Emisora, bajo ciertas condiciones, acordaron realizar aportes de capital a CP La Castellana.

Asimismo, la Emisora acordó mantener, a menos que cada prestamista senior acuerde lo contrario por escrito, la titularidad y el control de CP La Castellana del siguiente modo: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana, y (b) CP Renovables deberá mantener (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana. Asimismo, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el cincuenta coma uno por ciento (50,1%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana y CP Renovables; e (y) el control de CP La Castellana y CP Renovables; y (b) CP Renovables deberá mantener el control de CP La Castellana.

El 18 de agosto de 2018, el parque eólico La Castellana I alcanzó la fecha de habilitación comercial. “fecha de finalización del proyecto” La Castellana se define en el contrato de términos comunes como la fecha en que tiene lugar la fecha de habilitación comercial y se cumplen determinadas condiciones, lo que se espera que ocurra nueve meses después de la fecha de habilitación

comercial. Para más información sobre el proyecto La Castellana, véase *“Antecedentes Financieros - Resultados de las Operaciones – Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora”*.

El 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CCI- IFC I por un monto total de U\$S 80 millones y pagó en su totalidad los tres préstamos puente a corto plazo celebrados con Banco de Galicia y Buenos Aires por un monto total de U\$S 50,5 millones con fondos de la facilidad CCI-IFC.

El 4 de junio de 2018, CP La Castellana recibió un segundo desembolso por el monto restante de U\$S 20.050.000.

CP Achiras

El 17 de enero de 2018, CP Achiras celebró un contrato de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones, (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones, actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii) la Corporación Interamericana de Inversiones, actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, en su carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (conjuntamente, los “prestamistas senior”) para otorgar préstamos por un monto total de hasta U\$S 50.700.000 (la “Facilidad CII-IFC II” y junto con la Facilidad CII-IFC I, las “Facilidades CII-IFC”), de los cuales U\$S10.000.000 devengarán intereses a una tasa de interés anual equivalente a la tasa LIBOR *más* un 4,0%, U\$S 20.000.000 devengarán intereses a una tasa de interés anual LIBOR *más* un 5,25% y el monto remanente a una tasa que refleje el costo al que la Corporación Financiera Internacional puede brindar financiamiento en dólares estadounidenses a una tasa de interés fija *más* el 5,25%, y se cancelará en 52 cuotas trimestrales. Se han suscripto varios otros acuerdos y documentos relacionados, tales como el contrato de garantía y patrocinio, en el que la Emisora garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como principal obligada, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP Achiras hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial (el “Contrato de Garantía y Patrocinio II” y junto con el “Contrato de Garantía y Patrocinio I”, los “Contratos de Garantía y Patrocinio”), contratos de fideicomiso en garantía, un contrato de prenda de acciones, un contrato de prenda de activos sobre las turbinas eólicas, contratos directos y pagarés. El 9 de abril de 2018 y el 10 de abril de 2018, CP Achiras recibió dos desembolsos de la Facilidad CII-IFC II por un total de U\$S 50.700.000.

En virtud del Contrato de Garantía y Patrocinio II, entre otros compromisos habituales para este tipo de facilidades, la Emisora se comprometió, hasta la fecha de finalización del proyecto Achiras, a mantener (i) un índice de apalancamiento (a) hasta el 31 de diciembre de 2018 inclusive, inferior a 4,00:1,00; y (b) en adelante, inferior a 3,5:1,00; y (ii) un índice de cobertura de intereses superior a 2,00:1,00. Asimismo, la subsidiaria de la Emisora, CP Renovables, y la Emisora, bajo ciertas condiciones, acordaron realizar aportes de capital a CP Achiras.

Asimismo, la Emisora acordó mantener, a menos que cada prestamista senior acuerde lo contrario por escrito, la titularidad y el control de CP Achiras del siguiente modo: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras, y (b) CP Renovables deberá mantener (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras. Asimismo, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el cincuenta coma uno por ciento (50,1%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras y CP Renovables; e (y) el control de CP Achiras y CP Renovables; y (b) CP Renovables deberá mantener el control de CP Achiras.

El 20 de septiembre de 2018, el parque eólico Achiras alcanzó la fecha de habilitación comercial. “fecha de finalización del proyecto” Achiras se define en el contrato de términos comunes como la fecha en que tiene lugar la fecha de habilitación comercial y se cumplen determinadas condiciones, lo que se espera que ocurra nueve meses después de la fecha de habilitación comercial. Para más información sobre el proyecto Achiras, véase *“Resultados de las Operaciones – Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora.”*

El 9 de abril de 2018, CP Achiras recibió un desembolso de U\$S 50.700.000 por el monto total del préstamo.

Los préstamos bajo las Facilidades de CII-IFC (véase “Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC”) contienen compromisos habituales para facilidades de este tipo, entre los que se incluyen: (i) ciertas limitaciones a consolidaciones, fusiones y ventas de activos; (ii) restricciones al incurrimento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a efectuar gastos de capital y (v) restricciones al incurrimento de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y compromisos previstos en las Facilidades CII-IFC están sujetos a determinados umbrales y excepciones descriptos en los contratos relacionados con las Facilidades CII-IFC. La Emisora no prevé que estas restricciones tengan un impacto significativo en su capacidad para cumplir sus obligaciones en efectivo. A la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra en cumplimiento de todos sus compromisos de deuda.

Al 31 de diciembre de 2019, el saldo bajo los Préstamos CP Achiras y CP La Castellana de las Facilidades CII-IFC era de U\$S 139,82 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 8,37 mil millones a dicha fecha.

Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.

Con fecha 21 de junio de 2019, Vientos La Genoveva S.A.U., subsidiaria de la Sociedad, suscribió un contrato de préstamo con IFC por sí, en carácter de Proveedor de Cobertura Elegible y en carácter de entidad de implementación del Programa de Préstamos Compartidos (MCP, por sus siglas en inglés) administrados por IFC, para la construcción del parque eólico La Genoveva I, por un monto de capital de U\$S 76,1 millones.

De conformidad con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBO más 6,50% y es amortizable trimestralmente en 55 cuotas desde el 15 de noviembre de 2020.

Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como el Acuerdo de Garantía y Patrocinio (el “Acuerdo de Garantía”, en el que Central Puerto garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por Vientos La Genoveva S.A.U hasta que el proyecto llegue a la fecha de finalización del proyecto), contratos de cobertura, fideicomiso de garantía, acuerdo de garantía sobre acciones, acuerdo de garantía sobre los aerogeneradores, acuerdos directos y pagarés.

De conformidad con el Acuerdo de Garantía, entre otros compromisos asumidos para este tipo de facilidades, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto, a mantener (i) un índice de apalancamiento de no más de 3,5:1,00; y (ii) un índice de cobertura de intereses de no menos de 2,00:1,00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertos aportes de capital a Vientos La Genoveva S.A.U.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora ha cumplido con los requerimientos indicados en i) y ii) del párrafo anterior.

Con fecha 22 de noviembre de 2019, Vientos La Genoveva S.A.U. recibió un desembolso de U\$S 76,1 millones por el monto total del préstamo.

Al 31 de diciembre de 2019, el monto de capital pendiente bajo dicho préstamo era de U\$S 74,33 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 4,45 mil millones.

Préstamo de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CPR Energy Solutions S.A.U. (parque eólico La Castellana II)

Con fecha 24 de mayo de 2019, CPR Energy Solutions S.A.U. (subsidiaria de la Emisora) suscribió un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un monto de U\$S 12,5 millones para financiar la construcción del parque eólico “La Castellana II”.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés fija igual al 8,5% durante el primer año, y tiene un aumento del 0,5% cada año, hasta el 11% en la 61ª fecha de pago de intereses mensual, la cual se mantiene hasta el vencimiento y es amortizable trimestralmente en 25 cuotas desde el 24 de mayo de 2020.

Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como la Fianza (en la que Central Puerto garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por CPR Energy Solutions S.A.U. hasta la total cancelación de las obligaciones garantizadas o hasta que llegue la fecha de habilitación comercial del proyecto, lo que ocurra primero), acuerdos de garantía sobre acciones, acuerdos de garantía sobre los aerogeneradores, pagarés y otros acuerdos.

De conformidad con la Fianza, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto, a mantener un índice de endeudamiento de no más de 3,75:1,00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertas contribuciones de capital, en forma directa o indirecta, a la subsidiaria CPR Energy Solutions S.A.U. Asimismo, CPSA ha acordado mantener, a menos que se haya consentido por escrito por el prestamista, la propiedad (directa o indirectamente) y el control de CPR Energy Solutions S.A.U. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha cumplido con dichas obligaciones.

Con fecha 24 de mayo de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2019, el monto de capital pendiente bajo dicho préstamo era de U\$S 12,40 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 742 millones.

Préstamo de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U.

Con fecha 23 de julio de 2019, la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. suscribió un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. para la construcción del parque eólico La Genoveva II por un monto de capital de U\$S 37,5 millones.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga intereses a una tasa anual LIBO más 5,95% y es amortizable trimestralmente en 26 cuotas, comenzando a partir del 23 de abril de 2020.

Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como la Fianza, (en la que Central Puerto garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por Vientos La Genoveva II S.A.U. hasta la total cancelación de las obligaciones garantizadas o hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial, lo que ocurra primero), acuerdos de garantía sobre acciones y pagarés, mientras que se encuentran en proceso de emisión los acuerdos de garantía sobre los aerogeneradores y acuerdos directos, como se encuentran definidos en el contrato.

De conformidad con la Fianza, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto, a mantener un índice de endeudamiento de no más de 3,75:1,00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertas contribuciones de capital a la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. Asimismo, Central Puerto ha acordado mantener, a menos que se haya consentido por escrito por el prestamista, la propiedad (directa o indirectamente) y el control de Vientos La Genoveva II S.A.U. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha cumplido con dichas obligaciones.

Con fecha 23 de julio de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2019, el monto de capital pendiente bajo dicho préstamo era de U\$S 37,45 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 2,24 mil millones.

Préstamo a corto plazo de Banco Macro S.A.

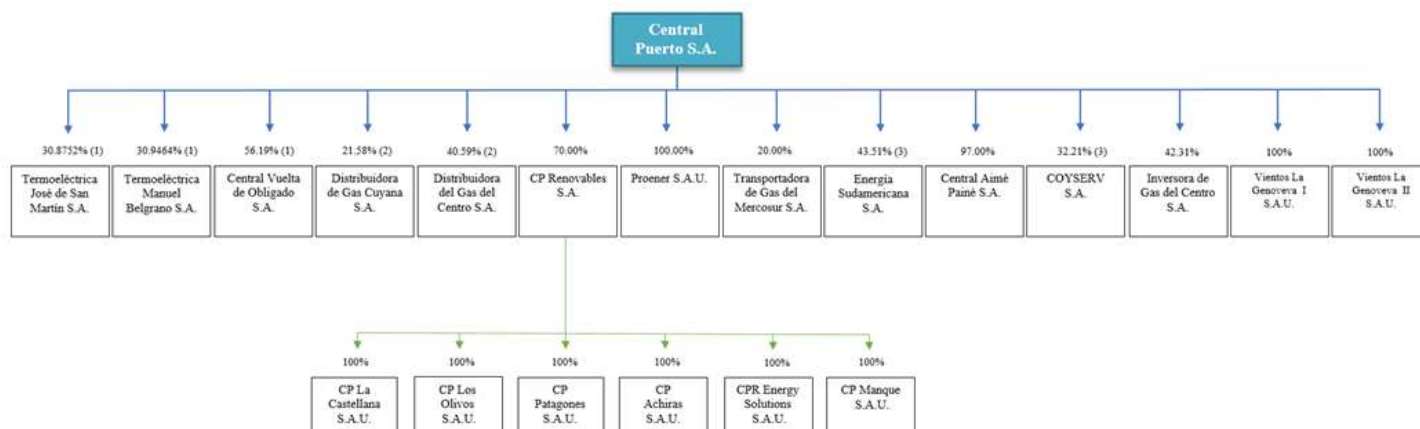
Con fecha 25 y 28 de octubre, la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de Ps. 1 mil millones para ser utilizado en el giro comercial de la Compañía.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés trimestral variable en base a tasa BADLAR pura más un 10%, y es amortizable íntegramente a un año de plazo.

Con fecha 28 de octubre de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de este préstamo era de Ps. 1,12 mil millones.

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura y organización del Emisor y su grupo económico



(1) Estos porcentajes indican la tenencia directa e indirecta de la Emisora en Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y en Distribuidora de Gas del Centro S.A.

(2) Estos porcentajes reflejan el interés beneficiario de Central Puerto en fideicomisos relacionados con TJSM, TMB y CVOSA. 10 años después de que las plantas se vuelvan operativas, su titularidad será transferida a las empresas operativas. Para más información, véase “Información sobre la Emisora – Inversiones en FONINMEM”.

(3) Los porcentajes indican la participación directa de 2.45% de la Compañía en Energía Sudamericana S.A., y la participación indirecta de la Compañía de 42.55% en Energía Sudamericana S.A., a través de nuestra participación en IGCE.

Accionistas Principales

A la fecha el capital social de la Emisora está formada por 1.514.022.256 acciones de valor nominal AR\$ 1 y de un voto cada una. El 100% del capital social lista en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y se encuentra atomizado en más de 16.500 accionistas, sin que alguno de ellos revista el carácter de controlante o co-controlante de la Emisora.

La Emisora no tiene conocimiento de que a la fecha del presente Prospecto existan acuerdos cuya puesta en práctica pueda, en una fecha posterior, resultar en un cambio de control de la Emisora.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Ley General de Sociedades permite que los directores de una sociedad puedan entrar en transacciones con dicha sociedad siempre que la transacción sea consistente con las prácticas habituales de mercado. La Ley de Mercado de Capitales establece que las sociedades cuyas acciones se encuentren listadas públicamente en Argentina deben remitir cualquier transacción de esta naturaleza a la aprobación de sus comités de auditoría, siempre que el monto exceda el 1,00% del patrimonio social de la Emisora.

Exceptuando lo indicado a continuación y según lo permitido por la legislación aplicable, la Emisora no es parte de ninguna transacción con, ni tiene ningún préstamo significativo con, cualquiera de sus directores, personal clave o personas relacionadas, ni ha provisto garantías en beneficio de dichas personas, ni hay existen transacciones contempladas con dichas personas.

Acuerdo de Asistencia Gerencial

La Emisora recibe ciertos servicios administrativos, financieros, comerciales, de recursos humanos y de gerenciamiento en general de parte de RMPE Asociados S.A. (“RMPE”) conforme a los términos de la propuesta de contrato de asistencia gerencial de fecha 30 de noviembre de 2007, y sus posteriores enmiendas y cesiones (la “Propuesta de Asistencia”). La vigencia de la Propuesta de Asistencia es de cinco años contados a partir del 1 de diciembre de 2007, prorrogable de manera automática por igual plazo hasta el 1 de diciembre de 2017. La Emisora pagará a RMPE Asociados S.A. una retribución equivalente al uno y medio por ciento (1,50%) de los ingresos brutos anuales por las ventas que realice la Emisora como consecuencia de sus actividades principales. Los montos acumulados bajo este acuerdo en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016 y durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 fueron de AR\$ 359,28 millones, AR\$ 245,97 millones y AR\$218,84 millones, respectivamente. Además de los servicios que recibimos de RMPE, un contrato de arrendamiento entre nosotros como arrendadores, y RMPE, como arrendatario, que implica un pago mensual de \$ 12,000, y la participación de tres miembros de RMPE en el Directorio de la Emisora, la Emisora no ha recibido otros servicios de RMPE, ni tiene partes relacionadas con RMPE.

Para mayor información respecto de transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 17 a los estados financieros correspondientes a los dos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015.

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital accionario de la Emisora y un breve resumen de ciertas disposiciones significativas de los Estatutos y la legislación argentina. Esta descripción no pretende ser completa y está limitada por los Estatutos de la Emisora y la legislación argentina aplicable.

Capital Social de la Emisora

A la fecha de este prospecto, el capital social de la Emisora asciende a \$ 1.514.022.256 y está representado por 1.514.022.256 acciones ordinarias con un valor nominal de \$ 1,00 y un derecho de voto cada una, todas ellas totalmente pagadas y admitidas al público ofrecimiento.

El 16 de diciembre de 2016, en una Asamblea de Accionistas, los accionistas decidieron reducir la reserva voluntaria en \$ 1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos mediante el pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias con un valor nominal de Ps .1.00 por acción por cada acción en circulación de acciones ordinarias. Luego de dicha capitalización y dividendo de acciones, y a la fecha de este prospecto, tenemos 1.514.022.256 acciones en circulación con un valor nominal de \$ 1.00 por acción.

A la fecha de este Prospecto, una de las subsidiarias de la Emisora posee 8,851,848 de las acciones comunes de la Emisora.

A la fecha, la Emisora no tiene conocimiento de personas que tengan opción o hayan acordado, condicional o incondicionalmente opciones sobre su capital.

Acta constitutiva y estatutos

La Emisora es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue creada por el Decreto Nro. 1222/92 del Poder Ejecutivo Nacional, el 26 de febrero de 1992, en el marco del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), e inscripta en el Registro Público de Comercio con fecha 13 de marzo de 1992 bajo el N° 1.855 del Libro 110 Tomo A de Sociedades Anónimas. La Emisora tiene una duración de noventa y nueve años, contados a partir de su inscripción en el Registro Público de Comercio.

Objeto social de la Emisora

Conforme surge del artículo cuarto del estatuto social la Emisora tiene por objeto, ya sea por cuenta propia, por intermedio de terceros o asociada a terceros, en la República Argentina o en el exterior:

- a) producir, transformar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica en todas sus formas, incluyendo sin limitación, energía termoeléctrica con combustibles no renovables (como carbón, derivados del petróleo, gas natural, uranio) y renovables o provenientes de residuos energéticamente aprovechables, hidroeléctrica (incluyendo mini y micro centrales), termonuclear, eólica, geotérmica, marina (energía mareomotriz, undimotriz, de corrientes marinas, termo-oceánica, de ósmosis), solar (fotovoltaica y térmica) y bioenergía (biomasa vegetal y animal);
- b) la producción, almacenamiento y utilización de tecnologías del hidrógeno en todas sus posibilidades energéticas;
- c) prospección, exploración, explotación, procesamiento, purificación, transformación, refinación, industrialización, almacenamiento, comercialización, transporte, distribución, importación y exportación de hidrocarburos líquidos (como el petróleo) y/o gaseosos (como el gas natural), minerales (como el carbón mineral, entre otros) y metales (como el uranio y el litio, entre otros), y de sus derivados directos o indirectos;
- d) producción y explotación de materia prima para la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), incluyendo la fabricación, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte;
- e) procesamiento, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte y/o uso de: (i) residuos agropecuarios y residuos sólidos urbanos como fuente energética renovable, y (ii) residuos comunes y especiales (sólidos, semisólidos y líquidos) como fuente energética;
- f) obtención, almacenamiento, comercialización, distribución, transporte y/o uso de biogás como fuente energética renovable;

g) procesamiento de materia prima de combustibles fósiles (gas natural, nafta virgen) para la obtención de productos petroquímicos básicos (gas de síntesis, benceno, tolueno, etc.), intermedios (amoníaco, etanol, metanol, etilbenceno, etc.) y finales (fertilizantes, resinas, poliuretanos, detergentes, PET, etc.); y

h) investigación y desarrollo de tecnologías energéticas.

En relación con las actividades descritas en a), b), c), d), e), f), g) y h) anteriores, y dentro de los límites establecidos en este objeto social, la Emisora tendrá plena capacidad jurídica para (i) adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer toda clase de actos que no sean prohibidos por las leyes o por el estatuto social; (ii) fundar, constituir, asociarse con, o participar en, personas jurídicas de todo tipo constituidas en el país o en el extranjero (al respecto, la Emisora podrá hacerlo mediante cualquier medio incluyendo, aunque no limitándose a aportes de capital, compra de acciones, bonos, debentures, obligaciones negociables, u demás títulos de crédito o títulos valores públicos o privados); y (iii) prestar servicios y/o ejercer o desempeñar representaciones, comisiones, consignaciones, servicios y/o mandatos para sí o a favor de terceros, siempre dentro de las actividades permitidas según el objeto social descrito en a), b), c), d), e), f), g) y h) anteriores.

Disposiciones estatutarias respecto del Directorio

El Directorio está compuesto por once directores titulares e igual o menor número de suplentes. Los directores durarán un ejercicio en sus funciones, y serán designados por la asamblea de accionistas. Los accionistas tendrán derecho a elegir hasta un tercio de las vacantes a llenar en el directorio por el sistema de voto acumulativo previsto en el artículo 263 de la Ley General de Sociedades, en cuyo caso el resultado de la votación será computado por candidato, especificando la cantidad de votos correspondiente a cada uno de ellos.

En su primera reunión luego de celebrada la Asamblea que renueve a los miembros del directorio, éste designará de entre sus miembros a un Presidente y a un Vicepresidente. El Vicepresidente reemplazará al Presidente en caso de renuncia, fallecimiento, incapacidad, inhabilidad, remoción o ausencia temporaria o definitiva de este último, debiéndose elegir un nuevo Presidente dentro de los diez días de producida la vacancia. La elección de un nuevo Presidente sólo tendrá lugar en caso de tratarse de una situación previsiblemente irreversible durante el período restante del mandato. De conformidad con lo establecido en el artículo 23 del estatuto social, el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante videoteleconferencia, computándose a los efectos del quórum tanto los directores presentes como los que participan a distancia. Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada. Si el número de vacantes en el Directorio impidiera sesionar válidamente, aún habiéndose incorporado la totalidad de los Directores Suplentes de la misma clase, la Comisión Fiscalizadora designará a los reemplazantes, quienes ejercerán el cargo hasta la elección de nuevos titulares, a cuyo efecto deberá convocarse a la Asamblea Ordinaria o de Clase, según corresponda, dentro de los diez días de efectuadas las designaciones por la Comisión Fiscalizadora.

El Directorio no cuenta con un requisito de reuniones mínimas.

El Presidente o quien lo reemplace estatutariamente podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier Director en funciones o la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los Directores. Las reuniones de Directorio deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por el director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, e incluirá los temas a tratar; podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y voto unánime de los Directores Titulares.

El Directorio podrá funcionar con los miembros presentes, o comunicados entre sí por videoconferencia u otros medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes o palabras. El Directorio funcionará con la presidencia del presidente del Directorio o quien lo reemplace. El Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes.

Conforme con el artículo 26 del Estatuto, el Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Emisora, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. La representación legal de la Emisora corresponde al Presidente.

Disposiciones estatutarias respecto de la Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Emisora será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres (3) síndicos titulares y tres (3) suplentes. Los síndicos serán elegidos por el período de un (1) ejercicio y tendrán las facultades establecidas en la Ley 19.550 y en las disposiciones legales vigentes.

La Comisión Fiscalizadora sesiona y adopta las resoluciones con la presencia y el voto favorable de, por lo menos, dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos conferidos por la ley al síndico disidente. La Comisión Fiscalizadora puede ser convocada por cualquiera de los síndicos. Antes de la inscripción de la reforma del estatuto de fecha 3 de junio de 2015, la Comisión Fiscalizadora sesionaba con la totalidad de sus miembros y adoptaba las resoluciones por mayoría, sin perjuicio de los derechos conferidos por la ley al síndico disidente.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora también están autorizados para asistir a las reuniones de directorio y asambleas de accionistas, convocar a asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos por escrito presentados por accionistas que posean más del 2% de las acciones en circulación de la Emisora. De conformidad con la normativa vigente, los miembros de la Comisión Fiscalizadora deben ser contadores públicos nacionales o abogados. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora también podrán convocar a asamblea ordinaria de accionistas, en los casos previstos por ley, o cuando cualquiera de ellos lo juzgue necesario, o cuando sea requerida por accionistas que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) del capital social.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora son designados por la asamblea anual ordinaria de accionistas y se desempeñan por el término de un año. En consonancia con lo dispuesto en el Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora debe examinar los libros y la documentación de la Emisora siempre que lo juzgue conveniente y, como mínimo, una vez cada tres meses.

La Comisión Fiscalizadora se reunirá por lo menos una vez al mes; también podrá ser citada a pedido de cualquiera de sus miembros, dentro de los cinco días de formulado el pedido al Presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, en su caso. Todas las reuniones deberán ser notificadas por escrito al domicilio que cada Síndico indique al asumir sus funciones.

La Comisión Fiscalizadora será presidida por uno de los Síndicos, elegido por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. En dicha ocasión también se elegirá reemplazante para el caso de ausencia. El Presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

El Estatuto establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan, en el siguiente orden: a) el cinco por ciento (5 %) y hasta alcanzar el veinte por ciento (20 %) del capital suscrito por lo menos, para el fondo de reserva legal; b) remuneración de los integrantes del Directorio dentro del porcentual fijado por el Artículo 261 de la Ley General de Sociedades que no puede ser superado y de la Comisión Fiscalizadora; c) pago de los dividendos correspondientes a los Bonos de Participación para el Personal; d) las reservas voluntarias o provisiones que la Asamblea decida constituir; y e) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

Asambleas de Accionistas

Las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con veinte días de anticipación por lo menos y no más de cuarenta y cinco días, en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación general de la República Argentina. Deberá mencionarse el carácter de la Asamblea, fecha, hora y lugar de reunión y el Orden del Día. Las Asambleas ordinarias y extraordinarias se regirán por el quorum y mayorías determinado por el artículo 79 de la Ley de Mercado de Capitales los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades.

Responsabilidad de los Accionistas

Conforme a la ley argentina, la responsabilidad de los accionistas por las pérdidas de una sociedad se limita a la integración de las tenencias accionarias suscriptas. Sin embargo, los accionistas que votaron a favor de una resolución que sea declarada posteriormente nula por un tribunal por ser contraria a la legislación argentina o los estatutos de una sociedad (o al reglamento, si lo hubiere) pueden ser considerados ilimitada y solidariamente responsables por los daños y perjuicios ocasionados como consecuencia de dicha resolución.

Conflicto de Intereses

Conforme a la ley argentina, si un accionista vota con respecto a un asunto en el cual tenga, por cuenta propia o ajena, intereses que se encuentran en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho accionista será responsable por daños y perjuicios, pero solamente si dicho asunto no hubiera sido aprobado sin el voto de dicho accionista. Asimismo, la ley argentina establece que si un miembro del

Directorio de la Emisora posee un interés en una operación comercial que entra en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho director debe informar al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y abstenerse de participar en la deliberación cuando se trate dicho asunto. Si ese director actúa de manera contraria a lo estipulado por dicha ley, será responsable ilimitada y solidariamente de los daños y perjuicios que surjan de su acción u omisión.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acrecer

Conforme al artículo 194 de la Ley General de Sociedades, en caso de un aumento de capital, cada tenedor de acciones ordinarias tiene un derecho de suscripción preferente respecto de nuevas acciones ordinarias en proporción a la cantidad de acciones poseídas. Los derechos de suscripción preferente pueden ser ejercidos a partir de la última publicación realizada en el Boletín Oficial y un periódico argentino de amplia circulación en la República Argentina durante un período de 30 días, con la condición de que dicho período podrá ser reducido a no menos de 10 días si así lo aprueba una asamblea extraordinaria de accionistas.

Liquidación de la Emisora

Conforme al Estatuto de la Emisora, la liquidación de la misma estará a cargo del Directorio o de los liquidadores que sean designados por la Asamblea, bajo la vigilancia de la Comisión Fiscalizadora.

Cancelado el pasivo, incluso los gastos de liquidación, el remanente se repartirá entre todos los accionistas, sin distinción de clases o categorías, y en proporción a sus tenencias.

La legislación argentina no contiene limitaciones que pudieran resultar aplicables al caso de la Emisora en cuanto a restricciones a poseer acciones, tampoco así los Estatutos y demás documentación societaria de la Emisora.

Duración

Conforme a los Estatutos, la Emisora se encontrará en vigencia por 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio. La duración de la Emisora puede ser prorrogada por resolución adoptada en una asamblea extraordinaria de accionistas.

Contratos importantes

Ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebran en el curso ordinario de los negocios, distintos de los detallados en otra sección de este Prospecto.

TIPO DE CAMBIO Y CONTROLES DE CAMBIO

Tipo de Cambio

Desde el 1º de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “Ley de Emergencia Pública”), que puso fin al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y está vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorga al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso ha fluctuado libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tuvo potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. En años recientes y particularmente desde el 2011, el gobierno argentino ha incrementado el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y para la Argentina.

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas del sector privado e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. A partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 9 de agosto de 2016, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6037 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando las restricciones para acceder al MULC. Como consecuencia de la eliminación del monto límite para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa, disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14,00% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014, una devaluación del peso frente al dólar estadounidense que superó el 30,00%, incluso una depreciación de aproximadamente el 23,00% en enero de 2014. El peso perdió el 52,00% de su valor frente al dólar, con una devaluación del 10,00% desde el 1º de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015, aproximadamente, y una devaluación del 38,00% durante el último trimestre del año, concentrada principalmente luego del 16 de diciembre de 2015, cuando algunas de los controles cambiarios fueron levantados.

Finalmente, durante los últimos cuatro años, durante los cuales los controles cambiarios habían sido sustancialmente eliminados, el valor interanual del dólar estadounidense respecto del peso aumentó aproximadamente en un 21,88% durante el 2016, en un 18,48% durante el 2017, en un 101,38% durante el 2018 y en un 58,40% durante el 2019.

CONTROLES DE CAMBIO

Con fecha 1 de septiembre de 2019 fue publicado el Decreto 609 en el Boletín Oficial que estableció, en principio, hasta el 31 de diciembre de 2019, que el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (según fuera modificada y/o complementada) por medio de la cual se dispusieron restricciones al acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior así como medidas que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en dichas medidas.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la nueva normativa del BCRA conforme la Comunicación “A” 6844 del BCRA (conforme fuera modificada o complementada, el “T.O sobre Exterior y Cambios”, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Cobro de Exportaciones de bienes

De acuerdo al artículo 7.1 del T.O. sobre Exterior y Cambios, el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado local de cambios en un plazo de entre 15 y 180 días corridos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana dependiendo de la posición arancelaria del bien exportado.

No obstante ello, aquellas operaciones que se concreten en el marco del régimen “Exporta Simple” deberán ingresar y liquidarse dentro de los 365 días a computar de la fecha del cumplimiento de embarque, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones.

Se admite la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones a: Prefinanciaciones y financiamientos otorgados o garantizados por entidades financieras locales.

Prefinanciaciones, anticipos y financiamientos ingresados y liquidados en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos.

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.

Financiamientos de entidades financieras a importadores del exterior.

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (iv) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Cobros de exportaciones de servicios

De acuerdo al artículo 2.2 del T.O. sobre Exterior y Cambio, los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los cinco días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Enajenación de activos no financieros no producidos

El artículo 2.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos a no residentes deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Endeudamientos financieros con el exterior

El artículo 2.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1 de septiembre de 2019 y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado local de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

Posteriormente, mediante la Comunicación “A” 7030, el BCRA dispuso que hasta el 30 de junio de 2020 se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

Por su parte, el artículo 2.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, que sean denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo con el objeto de atender dichos servicios de capital e intereses.

Excepciones a la obligación de liquidación

Se dispone en el artículo 2.6 del T.O. sobre Exterior y Cambios que no resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior y de emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.

El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado local de cambios que pueda ser aplicable a la operación.

Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado local de cambios contra moneda local, teniendo en cuenta los límites establecidos para cada concepto involucrado.

Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

Al respecto, el artículo 3.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios, permite el acceso al mercado local de cambios para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisitos:

Que los fondos desembolsados a partir del 1 de septiembre del 2019 hayan sido ingresados y liquidados en el mercado local de cambios. Dicho requisito no será de aplicación en tanto se trate de endeudamientos con el exterior que tengan origen a partir del 1 de septiembre de 2019, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios y en la medida que dichas refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original. Que sea demostrado, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

A su vez, será necesaria la conformidad del BCRA para el acceso al mercado local de cambios por parte de residentes a los efectos de realizar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda por un período anterior que supere los 3 días hábiles de su vencimiento. Será de excepción dicha conformidad en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

Dicha precancelación sea realizada simultáneamente con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento financiero desembolsado a partir de la fecha.

El nuevo endeudamiento tenga una vida promedio mayor al remanente de la deuda precancelada.

El primer vencimiento de servicio de capital de la nueva deuda sea en una fecha posterior y por un monto no mayor, al próximo vencimiento de servicio de capital de la deuda precancelada.

Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes

El artículo 3.6 del T.O. sobre Exterior y Cambios fija la prohibición del acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo fija como excepciones:

Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito).

Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019. Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) se encuentren denominadas y suscriptas en su moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión sean liquidados a través del mercado local de cambios.

Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

En el artículo 3.7 del T.O. sobre Exterior y Cambios se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables. Asimismo, sujeto a ciertas condiciones un fiduciario podrá acceder al mercado local de cambios para garantizar ciertos pagos de capital e intereses de deuda financiera con el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El Artículo 3.1 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite el acceso al mercado local de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para pagos de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes con empresas vinculadas del exterior cuando supere el equivalente a U\$S 2 millones mensuales por cliente residente.

Se aclara que se consideran “deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes” a todas aquellas pendientes al 31 de agosto de 2019, tanto aquéllas cuyo vencimiento hubiera operado con anterioridad a dicha fecha, como las que no tuvieran una fecha de vencimiento estipulada.

Pagos de servicios prestados por no residentes

Dispone en el artículo 3.2 del T.O. sobre Exterior y Cambios que se permite el acceso al mercado local de cambios para pagos por servicios prestados por no residentes (siempre que sean entidades no vinculadas, salvo por excepciones expresamente previstas entre las que se destaca el pago de primas de reaseguros en el exterior, cuyo beneficiario haya sido admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación), 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” previsto por la Comunicación “A” 6401 del BCRA.

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para precancelar deudas por servicios. Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

Se permite el acceso al mercado local de cambios para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en 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”.

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Pagos de utilidades y dividendos

El artículo 3.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite el acceso al mercado local de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

a) *Montos máximos*: el monto total de transferencias que se cursen en el mercado local de cambios a partir del 17 de enero de 2020 en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado local de cambios a partir de dicha fecha.

El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

b) *Plazo mínimo*: el acceso al mercado local de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado.

c) *Requisitos documentales*: los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

Al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio.

En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el relevamiento de activos y pasivos externos por las operaciones involucradas

Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

Al respecto, el artículo 3.10 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios por parte de personas jurídicas, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados.

Con fecha 28 de mayo de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7030 mediante la cual estableció que no será necesaria la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios por las operaciones comprendidas en los puntos 3.1. a 3.11 y 4.4.2 del T.O. sobre Exterior y Cambios para las personas humanas que cuenten con una declaración jurada del cliente en la que se deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios (i) la totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentren depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posee activos externos líquidos disponibles; y (ii) se compromete a liquidar en el mercado local de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Derivados Financieros

Al respecto, el artículo 4.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios ordena que todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquiera otro tipo de derivados celebrados en el país realizados por entidades deberán – a partir del 11 de septiembre de 2019- efectuarse en moneda local.

Asimismo, permite el acceso al mercado local de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al mercado local de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a

ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

Operaciones con títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia a entidades del exterior – Presentación de declaración jurada

La Comunicación “A” 7001 del BCRA, según enmendada por la Comunicación “A” 7030, estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios, las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que conste que:

- en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 30 de junio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente al periodo transcurrido desde el primero de abril de 2020; y
- se compromete a no realizar ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

Los Agentes de Negociación y Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APNJGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. Asimismo, se deberá incluir en la declaración jurada que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

Otras disposiciones específicas

Canjes y arbitrajes con clientes

El artículo 4.2 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje en determinados casos. Ellos son (i) ingresos de divisas del exterior que no correspondan a operaciones sujetas a la obligación de liquidación en el mercado local de cambios, (ii) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (iii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad local y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

Operaciones con títulos valores

Dispone el artículo 4.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios que los títulos valores adquiridos por personas humanas mediante liquidación en moneda extranjera deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a cinco días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos en otra especie o transferidos a otras entidades depositarias. Se aclara que este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los títulos valores sea contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, se estableció que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos cinco días hábiles.

Contado con liquidación.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

Régimen Penal Cambiario.

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el régimen penal cambiario previsto en la Ley N° 19.359 y sus modificatorias.

NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE DINERO

El concepto de “lavado de activos” se usa generalmente para denotar transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes del delito en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246 (modificada por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734, Decreto DNU 27/2018 y Ley N° 27.440) (la “Ley de Prevención del Lavado de Activos del Financiamiento del Terrorismo y otras Actividades Ilícitas” o la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la ley, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas, y creó la UIF, que establece un régimen penal administrativo.

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

- i) de tres (3) a diez (10) años de prisión y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación;
- ii) la pena establecida en el inciso (i) se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:
 - a. el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; y
 - b. cuando el autor fuera funcionario público y hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones (en cuyo caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años). La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requirieran habilitación especial).
- iii) si el valor de los bienes no superare la suma indicada de Pesos 300.000, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;

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

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

De acuerdo con dicha ley, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV para actuar como intermediarios en mercados autorizados por la citada comisión y aquellos que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia (“IGJ”), entre otros; (vi) los profesionales matriculados por consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención del Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en

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

De acuerdo con la Resolución N° 229/2014 de la UIF, tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos” que en tal carácter deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

Durante el año 2011, la UIF emitió, entre otras, la Resolución 121/2011 (la “Resolución 121”), aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley N° 21.526 y sus modificatorias (“Ley de Entidades Financieras”), a entidades sujetas a la Ley N° 18.924 y sus modificatorias y a personas humanas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; y la Resolución N° 229/2011 (la “Resolución 229”) (posteriormente derogada por la Resolución N° 21/2018), de aplicación a agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del MAE, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones cualquiera sea su objeto. El objetivo de ambas resoluciones era, entre otras cuestiones, (i) establecer la obligación de reunir documentación de clientes y las condiciones, obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo; y (ii) establecer normas generales en relación con la identificación del cliente (incluso la distinción entre clientes ocasionales y clientes regulares) la información a ser requerida, la documentación que debe ser presentada y los procedimientos para detectar e informar las operaciones sospechosas.

En septiembre de 2017, la UIF publicó la Resolución N° 30-E/17 (la “Resolución 30-E/2017”), derogando la Resolución 121 y estableciendo las nuevas pautas que las entidades financieras y cambiarias deben seguir en calidad de sujetos obligados legalmente a brindar información financiera bajo la Ley de Prevención del Lavado de Activos, en base a las recomendaciones revisadas de GAFI (tal como se define más abajo) del año 2012, a los fines de adoptar un enfoque basado en riesgos. La Resolución 30-E/17 determina los elementos de cumplimiento mínimos que deben incluirse en un sistema para la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como un proceso de due diligence del cliente, programas de capacitación, monitoreo de operaciones, reporte de operaciones sospechosas y normativa de incumplimiento, entre otros elementos.

El 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución N° 156/2018 (la “Resolución 156”), la UIF aprobó los textos ordenados de la Resolución 30-E/2017, Resolución N° 21/2018 y Resolución N° 28/2018, en los términos del decreto 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación. A través de la Resolución 156 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establece, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

El BCRA y la CNV también debe cumplir con las reglamentaciones de lavado de dinero estipuladas por la UIF, inclusive el reporte de operaciones sospechosas o inusuales. En este sentido, en agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF en pos de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución 30-E/2017 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

Las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo” y dejan constancia de que las personas allí establecidas (Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación, las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión y, en tanto intervengan en fideicomisos financieros registrados en la CNV, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso) deben ser consideradas legalmente obligadas a informar, conforme a la Ley de Prevención del Lavado de Activos y por lo tanto deben cumplir con todas las leyes y regulaciones vigentes en relación con la materia, incluso las resoluciones emitidas por

la UIF, decretos reglamentarios referidos a las resoluciones promulgadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en relación con la lucha contra el terrorismo y las resoluciones (y sus anexos) emitidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades allí establecidas podrían recibir o pagar por día y por cliente, a Pesos 1.000, o su equivalente en moneda extranjera) e imponen ciertas obligaciones de información.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que no sean considerados como “No Cooperantes” o de “Alto Riesgo” por el Grupo de Acción Financiera (“GAFI”).

En febrero de 2016, mediante Decreto N° 360/2016 se creó el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del GAFI, algunas de las cuales serán llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto y otras, a través del “Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción masiva”; y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

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

Por estas razones, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, tales como los agentes colocadores se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de las Obligaciones Negociables e informar a las autoridades operaciones que parezcan sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sea que fueren realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Asimismo, la Resolución General N° 816/19 de la CNV establece que, dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, quedan comprendidos los a) Agentes de Negociación; b) Agentes de Liquidación y Compensación; c) Las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; d) Plataformas de Financiamiento Colectivo; e) Agentes Asesores Globales de Inversión; y f) Las personas jurídicas, contempladas en el inciso 22) del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos que actúen como fiduciarios financieros en fideicomisos financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados. Tales sujetos deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención del Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la Unidad de Información Financiera y en la reglamentación de la CNV. Ello incluye los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, en la lucha contra el terrorismo, y el cumplimiento de las resoluciones (con sus respectivos anexos) del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

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

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

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

La presente resume ciertas consideraciones relativas a los impuestos aplicables con respecto a la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables. Este resumen no ofrece una descripción integral de la totalidad de las consideraciones impositivas relevantes con relación a la decisión de adquirir las Obligaciones Negociables, ni tampoco describe las consecuencias impositivas resultantes de las leyes de ningún estado, localidad o jurisdicción fiscal distinta de Argentina.

Este resumen está basado en las leyes impositivas vigentes en Argentina a la fecha del presente Prospecto, así como en las normativas, resoluciones y decisiones argentinas y estadounidenses disponibles hasta esta fecha y vigentes en la actualidad. Dichas leyes, normativas, resoluciones y decisiones se encuentran sujetas a eventuales modificaciones, las cuales podrían aplicarse de manera retroactiva, lo que podría afectar la precisión de este resumen.

Se le aconseja consultar a sus propios asesores impositivos en relación con las consecuencias impositivas en Argentina, Estados Unidos u otros países resultantes de la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables o de los derechos de cobro sobre ellas. Especialmente deberán considerar las cuestiones impositivas abordadas a continuación, así como la aplicación de leyes fiscales estatales, locales, extranjeras u otras, que podrían aplicárseles en ciertas circunstancias particulares.

El 29 de diciembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la “Reforma Tributaria”), que junto con las normas reglamentarias dictadas en su consecuencia introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina.

Asimismo, el 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541, que nuevamente introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en la Argentina, retro trayendo incluso algunas de las modificaciones previamente introducidas por la Reforma Tributaria y sus normas reglamentarias. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, el Decreto N° 116/2020 y el Decreto N° 330/2020, respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamenta algunos aspectos de la Ley N° 27.541. Además, la Ley N° 27.541 ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N° 4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4673/2020 (B.O. 07/02/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4690/2020 (B.O. 01/04/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4691/2020 (B.O. 02/04/2020), entre otras. Es posible que se emitan reglamentaciones y aclaraciones adicionales en relación a las recientes modificaciones incorporadas por la Ley N° 27.541.

Por su parte, los Decretos N° 824/2019 (B.O. 06/12/2019) y N° 862/2019 (B.O. 09/12/2019) establecieron nuevos textos ordenados de la Ley del Impuesto a las Ganancias y del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, respectivamente, modificando múltiples referencias normativas, entre otras cuestiones.

Impuesto a las Ganancias

Intereses

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), los intereses obtenidos bajo las Obligaciones Negociables se encontrarían gravados por el Impuesto a las Ganancias a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera). Conforme el artículo 100 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los costos de adquisición y los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, la Reforma Tributaria estableció reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de la ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las obligaciones negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los resultados derivados de las

inversiones previstas en el Capítulo II del Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias con resultados generados en otras operaciones.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Por su parte, el artículo 47 de la Ley N° 27.541 ofrece la opción de afectar los intereses de las obligaciones negociables correspondientes al período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General (AFIP) N° 4190-E/2018 establece que para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) N° 830/2000 en relación a los intereses que hubieran resultado gravados obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Sin perjuicio de lo señalado, recientemente el artículo 33 de la Ley N° 27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N° 21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que cumplan los requisitos estipulados en el artículo 36 de la ley referida (las “Condiciones del Artículo 36”).

Cabe destacar que las Condiciones del Artículo 36 son las siguientes:

- (a) las obligaciones negociables deben ser colocadas por medio de una oferta pública autorizada por la CNV;
- (b) los fondos obtenidos mediante la colocación de las obligaciones negociables deberán aplicarse, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto, a (i) integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, (ii) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (iii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, (v) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, y/u (vi) otorgamiento de préstamos (cuando la emisora sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras N° 21.526) a los que los prestatarios deberán dar alguno de los destinos a que se refieren los puntos anteriores de éste párrafo, conforme a las reglamentaciones que a ese efecto dicte el BCRA (en este supuesto será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV); y
- (c) la emisora acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Cabe aclarar que adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (ello conforme al nuevo texto del inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) sancionado por el artículo 33 de la Ley N° 27.541). Al respecto señalamos que el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

La Resolución General (AFIP) N° 4394/2019 implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual deberá presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley N° 21.526, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General (AFIP) N°4395/2019 contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte”, al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones

realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuotapartes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley N° 27.541 ha derogado el artículo 95 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) -ver arriba para mayores detalles- así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del periodo fiscal 2020, por lo que a partir de dicho momento queda sin efecto el denominado “impuesto cedular” en cuanto se refiere al rendimiento producto de las colocaciones de capital en obligaciones negociables emitidas en la Argentina, entre otros activos, ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del reciente dictado de la Ley N° 27.541 aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, aclarar ciertas cuestiones vinculadas con la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley) que se espera sean emitidas a la brevedad.

b) Personas humanas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales (“Beneficiarios del Exterior”)

Los intereses de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley del Impuesto a las Ganancias, que refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. en 2019) en la medida en que: (i) se cumplan las Condiciones del Artículo 36, y (ii) los Beneficiarios del Exterior de que se trate no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición de “jurisdicciones no cooperantes” infra en “Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación”).

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) ni la del artículo 106 de la Ley N° 11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley N° 26.831.

Si la emisora de las Obligaciones Negociables no cumpliera con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la aplicación de la Ley N° 11.683, decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en la Ley de Obligaciones Negociables y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores de las Obligaciones Negociables. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, t.o. 2019 (actualmente es del 35%) sobre la renta percibida por los Beneficiarios del Exterior calculada de acuerdo a la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019). El impuesto se abonará con sus correspondientes actualizaciones e intereses con carácter de pagos únicos y definitivos. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N° 1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N° 27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N° 21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso que no resultaren de aplicación las exenciones precedentemente detalladas y los Beneficiarios del Exterior de que se trate residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35 % prevista

en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables.

Por su parte, el artículo 32 de la Ley N° 27.541 ha derogado el artículo 95 de la LIG (t.o. 2019) a partir del período fiscal 2020. En consecuencia, a partir del período fiscal referido, y en aquellos casos en que no resultaren de aplicación las exenciones expuestas más arriba, se aplicará la alícuota del 35% respecto de los intereses provenientes de las Obligaciones Negociables pagados a Beneficiarios del Exterior. La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en: (a) jurisdicciones no consideradas como no cooperantes o de baja o nula tributación o (b) jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

Conforme lo dispone la Resolución General (AFIP) N°4227/2018, en caso de no proceder las exenciones mencionadas deberá actuar como agente de retención del impuesto el sujeto pagador de los intereses que generen las Obligaciones Negociables.

c) Entidades Argentinas

Se encuentra gravada por el Impuesto a las Ganancias la renta de intereses provenientes de Obligaciones Negociables que obtengan los sujetos mencionados en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N° 27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N° 22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación –excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N° 24.083, las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción, las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”) tenedores de Obligaciones Negociables.

Si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, t.o. 2019 (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una alícuota del 25%, dicha disposición ha sido recientemente suspendida por el artículo 48 de la Ley N° 27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el periodo de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Ganancias de capital

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, inclusive, de acuerdo con el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de las Obligaciones Negociables por parte de personas físicas residentes en Argentina – y de sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravadas por el Impuesto a las Ganancias a la alícuota del 5% (en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste), o 15% (en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera). Conforme el artículo 100 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en

Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los costos de adquisición y los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

La Reforma Tributaria establece la existencia de ganancias y quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice, así como reglas específicas respecto de su imputación. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, las ganancias y quebrantos específicos derivados de la disposición de títulos valores pueden compensarse exclusivamente con ganancias o pérdidas futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) N° 4298/2018, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes inversión -entre otros sujetos- deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe destacar que conforme lo enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N° 27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N° 21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, sin que resulte de aplicación la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019).

Adicionalmente, el artículo 34 de la Ley N° 27.541 ha incorporado con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) que exime a las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del artículo 53 de la Ley del Impuesto a las Ganancias) de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores alcanzados por el artículo 98 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) que no se encuentran comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del artículo 26 de la ley del gravamen (por lo que el beneficio comprendería a las obligaciones negociables), ello en la medida en que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV. En tales casos las personas humanas y sucesiones indivisas beneficiadas por la exención no estarán sujetas a la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019).

Se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del inicio de la vigencia y el alcance de las exenciones mencionadas en los párrafos anteriores. Se recomienda a dichos inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

b) Beneficiarios del Exterior

Las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las Obligaciones Negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Por su parte, el artículo 34 de la Ley N° 27.541 ha incorporado con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) que exime a los Beneficiarios del Exterior de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores no comprendidos en el cuarto párrafo del inciso referido, ello en la medida en que los beneficiarios de que se trata no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. A efectos de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario N°11.683, que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N° 27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza (i) a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que (ii) a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de beneficiarios del exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

El artículo 249 del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) dispone que cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, la ganancia neta presunta de los resultados derivados de la enajenación quedará alcanzada por el inciso i) del artículo 104 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) (que presume una ganancia neta equivalente al 90% de las sumas pagadas) y de corresponder por el segundo párrafo del artículo referido (que brinda la opción de determinar la ganancia neta deduciendo del beneficio bruto pagado los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como las deducciones admitidas por la ley del gravamen según el tipo de ganancia de que se trate y reconocidas por la administración fiscal). Por su parte, los Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos por los mismos provengan de jurisdicciones no cooperantes estarán sujetos a la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, y conforme a lo normado en el artículo 252 del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el enajenante beneficiario del exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que al efecto establezca la AFIP, o podrá hacerlo (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) a través de su representante legal domiciliado en el país.

c) Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al Impuesto a las Ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables. Como se indicara más arriba, si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los periodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, t.o. 2019 (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una alícuota del 25%, dicha disposición ha sido recientemente suspendida por el artículo 48 de la Ley N°27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el periodo de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La Ley de Impuesto a las Ganancias considera como de naturaleza específica los quebrantos provenientes de determinadas operaciones con renta financiera. Los inversores deberán evaluar el potencial impacto que ello podría tener en su caso en particular.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

De conformidad con la Ley N° 23.966, texto conforme a las modificaciones recientemente introducidas por la Ley N° 27.541, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la República Argentina o en el exterior (en este último caso sólo con respecto

a bienes situados en la República Argentina) se encuentran sujetas a un impuesto anual sobre los bienes personales respecto de sus tenencias de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) al 31 de diciembre de cada año.

Por medio de la Ley N° 27.541 se introdujeron ciertas modificaciones a la ley que rige el gravamen y que surtirán efecto desde el periodo fiscal 2019, en función de las cuales, respecto de las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, el impuesto grava a todos los bienes situados en la Argentina y en el exterior en la medida que su valor en conjunto exceda de \$ 2.000.000 (o \$ 18.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación). Sobre el excedente de dicho monto el impuesto se determina atendiendo a la siguiente escala y alícuotas:

Valor Total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000 inclusive	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000 inclusive	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000 inclusive	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	En adelante	156.250	1,25%	18.000.000

Además, se delega en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. Para tales supuestos se establece (i) una definición de los bienes que se consideran como activos financieros situados en el exterior, y (ii) que el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes situados en el país. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Mas de \$	A \$	
0	3.000.000 inclusive	0,70
3.000.000	6.500.000 inclusive	1,20
6.500.000	18.000.000 inclusive	1,80
18.000.000	En adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

La Resolución General (AFIP) 4673 ha establecido un pago a cuenta del IBP correspondiente a los períodos fiscales 2019 y 2020, que deberán ingresar las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina que posean en los períodos fiscales 2018 y 2019, respectivamente, bienes en el exterior sujetos a impuesto.

Este impuesto se aplica sobre el valor de mercado, en el caso de títulos valores con cotización, o sobre el costo de adquisición, incrementados de corresponder, en el importe de intereses actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieran devengado, en el caso de títulos valores sin cotización, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.

A su vez, para el período fiscal 2019 y siguientes, respecto de las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el extranjero el referido impuesto debe ser pagado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores, que deberá aplicar la alícuota del 0,50%.

Si bien los títulos valores cuya titularidad directa corresponda a personas humanas residentes en el exterior y a sucesiones situadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito se encontrarían, técnicamente, sujetos al pago del IBP, la Ley de IBP no establece método o procedimiento alguno para su cobro.

La Ley de IBP presume, sin admitir prueba en contrario, que las Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas de Argentina y que son, por lo tanto, pasibles del IBP cuando pertenecen a sociedades, cualquier otro tipo de persona jurídica, sociedades, establecimientos permanentes, sucesiones o empresas (i) domiciliados, radicados o ubicados en el exterior en países que no apliquen regímenes de nominatividad de los títulos valores privados y (ii) que, en virtud de su naturaleza jurídica o de su estatuto (a) se dediquen como actividad principal a efectuar inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no se encuentren autorizados a desarrollar ciertas actividades en su

propio país o a efectuar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes vigentes en dicho país. En estos casos, la ley obliga al emisor privado argentino (el "Sujeto Pasivo Sustituto") a abonar el IBP. El Decreto N° 127/1996, la Ley de IBP y la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 establecen que el Sujeto Pasivo Sustituto y, por lo tanto, la parte obligada a pagar el impuesto será la entidad emisora de las Obligaciones Negociables. Asimismo, el IBP autoriza al Sujeto Pasivo Sustituto a recuperar el monto abonado, sin límite alguno, por medio de una retención o de la ejecución de los bienes que dieron lugar al pago.

La presunción legal precedente no resulta aplicable cuando los titulares directos de dichos bienes sean personas jurídicas extranjeras que constituyan: (i) compañías de seguros; (ii) fondos abiertos de inversión; (iii) fondos de pensión; y/o (iv) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea.

No obstante, el Decreto N° 812/1996 establece que la referida presunción legal no será aplicable a acciones y títulos privados representativos de deuda cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores de Argentina o del exterior (tales como las Obligaciones Negociables). A los efectos de garantizar que esta presunción legal no se aplique y, por consiguiente, que el emisor privado argentino no sea responsable como Sujeto Pasivo Sustituto con respecto a las obligaciones negociables, el emisor debe conservar una copia debidamente legalizada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las acciones o los títulos privados representativos de deuda y pruebas que verifiquen que dicho certificado o autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año durante el cual ocurrió el hecho imponible, según lo establecido en la Resolución General N° 2151/2006 de la AFIP. Nuestra intención es cumplir con estos requisitos.

Cabe aclarar que la Ley N° 27.541 ha establecido respecto de la condición de los contribuyentes que con efectos a partir del periodo fiscal 2019, el sujeto pasivo del impuesto se regirá por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la Ley del Impuesto a las Ganancias, t.o. 2019 (artículos 116 y siguientes conforme a lo normado en el Decreto N° 99/2019), quedando sin efecto el criterio del domicilio. Por su parte, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación "domicilio" con relación al impuesto debe entenderse referida a "residencia".

Impuesto al Valor Agregado

Las operaciones financieras y prestaciones relacionadas con la emisión, la suscripción, la colocación, la transferencia, la amortización, el pago de capital y/o intereses o el rescate de Obligaciones Negociables, y sus garantías, estarán exentas del Impuesto al Valor Agregado ("IVA"), siempre que dichas Obligaciones Negociables hayan sido colocadas a través de una oferta pública y en la medida en que se cumplan las Condiciones del Artículo 36.

En virtud de la Ley N° 20.631, complementada por el Decreto N° 280/1997 (la "Ley del Impuesto al Valor Agregado"), la transferencia de obligaciones negociables está exenta del IVA incluso si los requisitos y Condiciones del Artículo 36 no pudieron cumplirse.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

El 22 de julio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.260 por medio de la cual se derogó el impuesto para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

La Ley N° 25.413 (la "Ley de Competitividad"), modificada por la Ley N° 25.453, estableció un impuesto sobre los débitos y créditos ("IDC") de cualquier naturaleza en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras ubicadas en Argentina, con la excepción de aquellos específicamente exentos conforme a las normativas y disposiciones legales allí establecidas. Los débitos y créditos en cuenta corriente se encuentran sujetos a una tasa general del 0,6%, aunque en ciertos casos puede aplicarse una tasa reducida del 0,075% o una alícuota incrementada del 1,2 %.

Ciertas transferencias de dinero o movimientos en efectivo a través de otros mecanismos también pueden verse alcanzados por este impuesto, con tasas de hasta el 1,2% de los montos transferidos.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley N° 27.541, para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el impuesto.

El Decreto N° 409/2018, publicado en el Boletín Oficial el 07 de mayo de 2018, estableció que, el 33% de las sumas abonadas en concepto de este impuesto por los hechos imposables comprendidos en el artículo 1 inciso a) de la mencionada Ley y sujetos a la tasa general del 0,6% y el 33% de los importes abonados sobre operaciones alcanzadas por la tasa del 1,2% en virtud de los incisos b) y c) del artículo 1 de la referida ley se computarán como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas por parte de los titulares de las cuentas bancarias. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito de impuestos o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

Existen ciertas exenciones que podrían aplicar según el tipo de contribuyente de que se trate y el uso que intente darse a la cuenta. Así, por ejemplo, los débitos y créditos en cuenta bancarias abiertas por entidades extranjeras de acuerdo con la Comunicación “A” 3250 del BCRA y utilizadas con el sólo propósito de realizar inversiones financieras en el país, se encuentran exentas del impuesto de acuerdo a lo establecido por el artículo 10, inciso s) del Decreto N° 380/2001. Asimismo, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un cien por ciento (100%) como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un sesenta por ciento (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.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir del dictado de la Resolución General (AFIP) N° 3900/2016, ciertas cuentas bancarias requieren ser registradas en el registro establecido por la autoridad administrativa (AFIP-DGI) a fin de que puedan beneficiarse de las exenciones y reducciones previstas para este impuesto.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), dispuso la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

Ahora bien, en el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas corrientes bancarias de bancos locales podrían estar sujetos al impuesto.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley N° 27.541 estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos (“IIBB”) es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial argentina o en la Ciudad de Buenos Aires. La base imponible es el monto bruto facturado como resultado de las actividades comerciales desarrolladas en la jurisdicción correspondiente.

A la fecha del presente documento, los ingresos obtenidos por operaciones relacionadas con Obligaciones Negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables estarán exentos de la aplicación del IIBB en las jurisdicciones de la Ciudad de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires en caso que las Obligaciones Negociables hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y en la Ley N° 23.962, y mientras resulte de aplicación la exención respecto del Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad de Buenos Aires el 16 de Noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de Diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal” y/o el “Consenso”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el IIBB, las provincias argentinas y la Ciudad de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los inversores deberán considerar la posible incidencia del IIBB en otras jurisdicciones conforme a las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en cada caso en particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (ej.: Ciudad de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etc.) han establecido regímenes de percepción del IIBB los cuales resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos. En general, se encuentra entre 0,01% y 5%; y aquellas varían con relación a determinados grupos o categorías de contribuyentes, tales como la categoría de riesgo que hubiera sido asignada y el grado de cumplimiento formal y material de los deberes fiscales. Por lo tanto, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del IIBB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias Argentinas y la Ciudad de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos es un impuesto local que grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en las provincias argentinas o en la Ciudad de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina. Al ser un tributo local, debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

No obstante, en el caso de la Ciudad de Buenos Aires, los actos, contratos y operaciones, incluidas las operaciones de pago o cobro de sumas de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con el régimen establecido en la Ley de Obligaciones Negociables se encuentran exentas de la aplicación de este impuesto. Esta exención incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregarse una vez efectuadas la conversión de Obligaciones Negociables y la constitución de garantías reales o personales a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión. Los instrumentos, actos y operaciones relacionados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y otros títulos valores para su oferta pública conforme a la Ley de Mercado de Capitales de Argentina por parte de sociedades autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas también se encuentran exentos de este impuesto en la Ciudad de Buenos Aires. Esta exención también se aplica a las garantías relacionadas con dichas emisiones. La exención decae si no se solicita la autorización pertinente para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV dentro de un plazo de 90 días corridos y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se efectúa dentro de los 180 días corridos desde el otorgamiento de dicha autorización.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y otros títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del impuesto de sellos en la Ciudad de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente.

A su vez, en la Provincia de Buenos Aires, los actos, contratos y operaciones, incluidas las operaciones de pago o cobro de sumas de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con el régimen establecido en la Ley de Obligaciones Negociables se encuentran exentas de este impuesto. Esta exención incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregarse una vez efectuadas la conversión de Obligaciones

Negociables y la constitución de garantías reales o personales a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión.

En la Provincia de Buenos Aires, los instrumentos, actos y operaciones relacionados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y otros títulos valores para su oferta pública conforme a la Ley de Mercado de Capitales de Argentina por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas también se encuentran exentos de este impuesto. Esta exención también se aplica a la constitución de garantías, sean éstas reales o personales, a favor de inversores o terceros que aseguren la emisión, ya sea con anterioridad, simultáneamente o con posterioridad a dicha emisión. No obstante, la exención decae si no se solicita la autorización pertinente para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV dentro de un plazo de 90 días corridos y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se efectúa dentro de los 180 días corridos desde el otorgamiento de dicha autorización.

Asimismo, los actos relacionados con la negociación de títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos de la aplicación del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de impuesto de los sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. No obstante, dicho cronograma fue prorrogado por el plazo de un año calendario conforme al Consenso Fiscal firmado en 2018 por parte de Nación y las provincias y la Ciudad de Buenos Aires. Lo anterior se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Considerando la autonomía concedida a cada jurisdicción provincial en materia impositiva, deben analizarse los efectos potenciales derivados de estas operaciones, además del tratamiento impositivo establecido por las demás provincias.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires promulgó la Ley N° 14.044, mediante la cual impuso el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes, vigente a partir del 16 de octubre de 2009.

El Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes del impuesto las personas de existencia física o jurídica beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.

Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Los siguientes tipos de bienes de libre transferencia se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires: (i) los títulos y acciones, Obligaciones Negociables, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción que se encuentren físicamente en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de su transmisión; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente emitidos por entes o sociedades domiciliados en otra jurisdicción que también se encuentren físicamente en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2020, 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 \$ 322.800, o \$1.344.000 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% y el pago de una suma fija de impuesto, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada. Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se gravará la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La oferta pública y su exención impositiva

En virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos valores deben ser colocados a través de ofertas públicas para poder recibir el tratamiento impositivo preferente contemplado en dicha ley. Por consiguiente, la CNV estableció las pautas mínimas que rigen la colocación primaria de valores negociables conforme a las Normas de la CNV.

Las pautas mínimas principales para la colocación primaria de valores negociables son las siguientes:

- Publicación del prospecto en su versión definitiva y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valor negociable que se trate por un plazo mínimo de tres días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de la subasta o licitación pública o de la suscripción o adjudicación en el caso de formación de libro, con la documentación requerida por el Artículo 8, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, la que deberá efectuarse por medio de la AIF, por medio del sitio web de los mercados y del sitio web del emisor.
- Acceso por parte del/de los agente/s colocador/es designados por el emisor, los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados, al sistema para ingresar ofertas o manifestaciones de interés.
- Realización de una subasta o licitación pública, a elección del emisor, sea ciega –de "ofertas selladas"– en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta o licitación; o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación. Vencido el plazo límite de recepción de ofertas o manifestaciones de interés, no deberá poderse modificar las mismas una vez ingresadas, ni deberá poder ingresarse nuevas.
- En el caso de subasta o licitación pública, excepto que los valores negociables a colocar estén destinados a inversores calificados, se deberá implementar un tramo no competitivo, cuya adjudicación no podrá superar el 50% del total que resulte adjudicado.
- Los inversores que hubieren efectuado manifestaciones de interés en la formación de libro deberán ratificarlas el día de la suscripción, que podrá ser por un día hábil y que tendrá lugar con posterioridad a la última publicación que complemente la información financiera del prospecto o suplemento de prospecto.
- Los emisores deben preparar los prospectos informativos describiendo en detalle las iniciativas de colocación que se emplearán y presentar pruebas de cumplimiento, si así lo solicitaran las autoridades relevantes. Los títulos valores no se considerarán exentos de impuestos meramente por haber obtenido la autorización de oferta pública de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza y Emiratos Árabes Unidos. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Qatar, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De conformidad con la Ley de Procedimiento Tributario (Ley N° 11.683 y sus modificaciones), las entidades locales que reciben fondos de cualquier naturaleza (es decir, préstamos, aportes de capital, etc.) de sujetos extranjeros ubicados en países de baja o nula tributación o no cooperantes son pasibles del Impuesto a las Ganancias y del IVA con una base imponible del 110% de los montos recibidos de dichos sujetos (con algunas excepciones limitadas). Ello se basa en la presunción de que dichos montos constituyen aumentos patrimoniales no justificados para el receptor local (cfr. artículo 18.2. de la Ley N° 11.683).

Por consiguiente, las Obligaciones Negociables no podrán (i) ser adquiridas originalmente por una persona domiciliada o constituida en una jurisdicción de baja o nula tributación o no cooperante, ni (ii) ser adquiridos por una persona a través de una cuenta bancaria abierta en una jurisdicción de baja o nula tributación o no cooperante.

No obstante, esta presunción, la norma legal prevé que la AFIP podrá considerar como justificados (y, por lo tanto, no sujetos a esta presunción) aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el artículo 82 de la Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido recientemente establecido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), ello en los términos del Decreto N° 862/2019 (B.O. 09/12/2019). Además dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define en su artículo 20 (t.o. 2019) como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley. El artículo 25 del Decreto Reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

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.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se detallan los términos y condiciones generales de la colocación de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Precio correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de la colocación de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán estos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión.

Creación del Programa de Obligaciones Negociables

La creación del Programa y la oferta pública de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en la Argentina han sido autorizadas por la CNV mediante la Resolución N° 17.812 de fecha 9 de septiembre de 2015.

Colocación

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o través de uno o más agentes colocadores locales o extranjeros que se designen oportunamente en un Suplemento de Precio (los "Agentes Colocadores"). La Emisora celebrará con los Agentes Colocadores los convenios de colocación que sean necesarios a tal fin.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas utilizando procedimientos de colocación, según se determine en el Suplemento de Precio respectivo, los cuales podrán ser el mecanismo de subasta pública o el mecanismo de formación de libro (*book building*), ello de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV (de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las mismas, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV).

Los Agentes Colocadores designados bajo cualquier emisión a ser realizada bajo el Programa deberán convenir que las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas (i) al público en la República Argentina por la Emisora o a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de la República Argentina para ofrecer o vender Obligaciones Negociables al público en forma directa y (ii) si se ofrecieran en el exterior, a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de las jurisdicciones en las cuales se realice dicha colocación, de acuerdo a lo que establezca el Suplemento de Precio correspondiente.

Esfuerzos de Colocación

Respecto de la colocación en la Argentina, cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables serán ofrecidos y colocados por los Agentes Colocadores que designen oportunamente en el Suplemento de Precio aplicable a inversores en la República Argentina y/o en el exterior, mediante la distribución del Prospecto y/o del Suplemento de Precio respectivo a potenciales inversores, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV. En el Suplemento de Precio aplicable se incluirá la mención del sistema de colocación a utilizar.

La Emisora podrá distribuir prospectos preliminares en forma previa al otorgamiento de la autorización de la oferta pública por parte de la CNV, de acuerdo con lo previsto por el Artículo 8° y concordantes de la Sección II, Capítulo IX, Título II de las Normas de la CNV.

Durante el período de difusión, que podrá ser de al menos tres días hábiles (el que podrá reducirse a un día hábil, cuando el emisor revista, el carácter de emisor frecuente, de conformidad con lo establecido en la Resolución General 662/2016 de la CNV), los inversores serán invitados a suscribir las Obligaciones Negociables mediante la publicación de avisos en medios de difusión pública y/o a través de invitaciones cursadas telefónicamente y/o por correo y/o correo electrónico, u otros procedimientos similares de acuerdo a lo que se establezca en cada Suplemento de Precio. Los Agentes Colocadores distribuirán a los potenciales inversores, personalmente y/o por correo, copias del presente Prospecto y del Suplemento de Precio respectivo. Sin perjuicio de ello, los inversores interesados en obtener una copia del presente Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente a cada emisión podrán retirarlas en las oficinas de la Emisora y/o de los Agentes Colocadores, en el domicilio y horario que se establezca en el Suplemento de Precio respectivo y demás normativa aplicable.

De estar interesados, los inversores podrán presentar sus órdenes o manifestaciones de interés según se determine en cada Suplemento de Precio, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV. En el Suplemento de Precio aplicable se incluirá la mención del sistema de colocación a utilizar.

Asimismo, los Agentes Colocadores podrán realizar presentaciones (*road shows*) acerca de los términos y condiciones de la Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitirán bajo el Programa, y podrán recibir de dichos inversores órdenes de compra para la adquisición de las Obligaciones Negociables durante el período de subasta o licitación pública que se establezca en cada Suplemento de Precio.

Direccionamiento de las ofertas

La oferta de las Obligaciones Negociables correspondientes a una Clase y/o Serie en particular podrá estar dirigida a un determinado grupo de inversores, reservándose la Emisora el derecho de no aceptar las órdenes de compra de inversores que no cumplan con los criterios que definan el perfil de inversor al que esté dirigida la oferta que defina la Emisora en un Suplemento de Precio en particular.

En este sentido, la Emisora podrá dirigir la oferta de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa a inversores institucionales, incluyendo a entidades financieras, compañías de seguros, fondos comunes de inversión, otros fondos de inversión, gobiernos nacionales o provinciales, bancos centrales, organismos internacionales o multilaterales, como así también a otras personas jurídicas o humanas que sean titulares de activos que totalicen un monto mínimo determinado a definir bajo el Suplemento de Precio respectivo.

La Emisora tendrá amplias facultades para definir el perfil del inversor a los que dirigirá una o más Clases y/o Series bajo el Programa, siempre dentro del marco de lo previsto por el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales.

Adjudicación

El proceso y las pautas para la adjudicación de las Obligaciones Negociables serán los establecidos en el Suplemento de Precio respectivo, utilizando el mecanismo de colocación que se determine, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales y sus modificatorias, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV, garantizándose la igualdad de trato entre los inversores.

Los Títulos podrán adjudicarse a la par, sobre la par, o bajo la par, al porcentaje de su valor nominal que determine libremente la Emisora y, en el caso que así la Emisora lo determine, conjuntamente con uno o más Agentes Colocadores; o de cualquier otra forma legal que determine el Suplemento de Precio de la Clase y/o Serie de que se trate (el "Precio de Suscripción"). Una vez determinado el Precio de Suscripción, la Emisora lo informará por 1 (un) Día Hábil a través de la publicación del aviso de suscripción en el diario de la entidad autorregulada en la que coticen las Obligaciones Negociables, de acuerdo con las Normas de la CNV.

Las órdenes o manifestaciones de interés contendrán una serie de requisitos formales que le aseguren a la Emisora y, en su caso, a los Agentes Colocadores, el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de las mismas. Los Agentes Colocadores podrán solicitar garantías que aseguren la integración de las ofertas realizadas por los Oferentes que presenten Órdenes o manifestaciones de interés, respetándose la igualdad de trato igualitario entre los inversores elegibles. Asimismo, los inversores interesados deben presentar toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los Agentes Colocadores para el cumplimiento de las normas legales penales sobre prevención del lavado de dinero y las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de dinero emitidas por la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), creada por ley N° 25.246, sus modificatorias y complementarias, y de las Normas de la CNV y/o del BCRA. Los Agentes Colocadores podrán rechazar las órdenes o manifestaciones de interés de no cumplirse con tales normas o requisitos. La falta de cumplimiento de los requisitos formales o de entrega de la documentación e información que pudiera corresponder, a satisfacción de los Agentes Colocadores, dará derecho a los Agentes Colocadores a dejar sin efecto la manifestación de interés u orden de compra respectiva, sin que tal circunstancia otorgue al oferente involucrada, la Emisora u otras personas, derecho a indemnización alguna. En caso de duda, se aplicará igual criterio.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Conforme surge de los hechos relevantes publicados en la Autopista de la Información Financiera, la Emisora fue notificada de ciertos acontecimientos que seguidamente se detallan.

- **14 de abril de 2020.** La Emisora ha tomado conocimiento que, mediante Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP de fecha 8 de abril de 2020, el señor Secretario de Energía habría instruido a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del “Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos”, dispuesto por la Resolución de la Secretaría de Energía N° 31/2020.

Los inversores podrán consultar los hechos relevantes de la Emisora accediendo a la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar), en la sección “Empresas”.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y en la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar).

EMISORA

CENTRAL PUERTO S.A.
Avda. Thomas Edison 2701
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Bruchou, Fernández Madero & Lombardi
Ing. Butty 275 – Piso 12°
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
(firma miembro de Ernst & Young Global)
25 de mayo 487
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina