

PROSPECTO DE PROGRAMA



PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR UN MONTO MÁXIMO EN CIRCULACIÓN DE HASTA US\$900.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE MEDIDA O VALOR)


El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) (el "Programa") creado por MSU Energy S.A. (CUIT 30-71437840-2), una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina (en adelante e indistintamente, "MSU Energy" o la "Emisora") para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), que podrán ser emitidas en una o más clases y/o series (las "Obligaciones Negociables"), y cuyo monto de capital total máximo de todas las Obligaciones Negociables en circulación bajo este Programa en cualquier momento no podrá exceder la suma de US\$ 900.000.000 (Dólares Estadounidenses novecientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor).

El monto, denominación, moneda o unidad de medida o valor, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, si los hubiera, y garantías, si las hubiera, junto con los demás términos y condiciones aplicables a cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de prospecto preparado en relación a dicha clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un "Suplemento de Prospecto"), el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptas en la sección "*De la Oferta, el Listado y la Negociación*" del presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley Nro. 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina, modificada por la Ley Nro. 23.962 (la "Ley de Obligaciones Negociables"), se emitirán y colocarán en Argentina de conformidad con dicha ley, la Ley de Mercado de Capitales, el Decreto Nro. 1023/2013 que reglamenta la Ley de Mercado de Capitales, con sus modificaciones y normas complementarias, las normas dictadas por la Comisión Nacional de Valores (la "CNV"), con arreglo a la Resolución General Nro. 622/2013, con sus modificaciones y normas complementarias (las "Normas de la CNV"), las normas dictadas por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), y cualquier otra ley y/o regulación aplicable.

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las series y/o clases de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Prospecto. Las calificaciones de riesgo no constituirán -ni podrán ser consideradas como- una recomendación de la adquisición de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora o por parte de cualquier colocador participante en una clase y/o serie bajo el Programa. Sin perjuicio de esto, se hace saber al público inversor que la calificación de riesgo de la Emisora podrá encontrarse en la página web de FIX SCR a través del siguiente enlace:
https://www.fixscr.com/site/download?file=cBh0y9KDNi_iWM03gRHvATUsdGMRP-r1.pdf

Oferta pública autorizada por Resolución Nro. RESFC-2020-20635-APN-DIR#CNV de fecha 5 de febrero de 2020 de la CNV. El aumento del monto del Programa por hasta US\$ 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue autorizado por Disposición Nro. DI-2020-41-APN-GE#CNV de fecha 28 de agosto de 2020. La enmienda a los términos del Programa, resuelta por el Directorio de la Sociedad Nro. 141 de fecha 16 de julio de 2021, a los fines de permitir a MSU Energy la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Nro. 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV, ha sido autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV Nro. DI-2021-41-APN-GE#CNV de fecha 25 de julio de 2021. El aumento del monto del Programa por hasta US\$ 285.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue autorizado por Disposición Nro. DI-2022-50-APN-GE#CNV de fecha 22 de septiembre de 2022. El aumento del monto del Programa por hasta US\$ 900.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue autorizado por Disposición Nro. DI-2023-28-APN-GE#CNV de fecha 9 de junio de 2023. 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 órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley Nro. 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina y sus modificatorias, incluyendo, sin limitación, la Ley de Financiamiento Productivo Nro. 27.440 (la "Ley de Mercado de Capitales"). El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.


La Emisora solicitará autorización para que las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie listen en uno (1) o más mercados autorizados a funcionar por parte de la CNV, incluyendo, pero no limitándose a, Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA"), en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. ("MAE"), en el Mercado Euro MTF y/o en cualquier otro mercado de la Argentina autorizado a tal efecto por la CNV y/o mercados del exterior, según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

A menos que se indique lo contrario en el Suplemento de Prospecto aplicable, las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples, no convertibles en acciones, de corto, mediano o largo plazo que podrán emitirse en forma subordinada o no subordinada, con o sin otra garantía adicional a la garantía común sobre el patrimonio de la Emisora. Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Programa calificarán *pari passu* sin preferencia alguna entre sí y con igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones presentes y futuras no garantizadas y no subordinadas de MSU Energy, excepto 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 fija o flotante, según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "*Factores de Riesgo*" del presente y el resto de la información contenida en el Prospecto.

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

Podrán solicitarse copias del Prospecto y de los estados financieros de la Emisora referidos en el presente, en su sede social sita en Cerrito 1294, Piso 2°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10 a 18 horas, teléfono/fax (+54 11 4316 2800), correo electrónico aif@msuenergy.com. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en la página web de la CNV, <https://www.argentina.gob.ar/cnv>, en la página web de la Emisora, www.msuenergy.com.ar, y en los sistemas de información dispuestos por los



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

mercados autorizados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables.

La fecha de este Prospecto es 15 de junio de 2023

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES	4
PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO	7
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	15
GLOSARIO	17
INFORMACIÓN DE LA EMISORA	24
FACTORES DE RIESGO	100
POLÍTICAS DE LA EMISORA	143
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	152
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	155
ANTECEDENTES FINANCIEROS	156
INFORMACIÓN ADICIONAL	184
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	223
DE LA OFERTA, EL LISTADO Y LA NEGOCIACIÓN	230
ANEXO I	246


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

El destinatario del presente Prospecto debe leerlo íntegra y cuidadosamente. El destinatario sólo podrá considerar válida la información contenida en el presente Prospecto. La Emisora no ha autorizado a terceros para que le proporcionen otra información al destinatario, ni se hará responsable por cualquier otra información que algún tercero pueda haber provisto al destinatario. El destinatario debe asumir que la información contenida en el presente Prospecto es precisa únicamente a la fecha consignada en la portada, independientemente del momento de entrega o de la fecha en que tenga lugar la colocación por oferta pública de las Obligaciones Negociables. Nuestra actividad comercial, situación patrimonial, resultados operativos y perspectivas pueden haber cambiado desde esa fecha. Ni la entrega de este Prospecto ni ninguna oferta de Obligaciones Negociables en virtud del presente documento implicará, bajo ninguna circunstancia, que la información aquí contenida es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha especificada en la portada.

La Emisora obtuvo cierta información financiera contenida en el presente Prospecto de fuentes disponibles al público que consideran confiables y aceptan su responsabilidad de extraer y reproducir fielmente dicha información.


El destinatario del Prospecto reconoce que: (i) tuvo la oportunidad de revisar toda la información financiera y de otra índole considerada necesaria para tomar la decisión de invertir, así como de verificar la exactitud de la información contenida en el presente Prospecto o bien de complementarla; (ii) se le ha brindado la oportunidad de solicitar y revisar toda la información adicional considerada como necesaria para verificar la exactitud o para complementar la información contenida en este Prospecto; (iii) no se autorizó a ninguna persona para que proporcionara información o realizara declaraciones sobre la Emisora o las Obligaciones Negociables distintas de lo establecido en el presente Prospecto.

El presente Prospecto no constituye una oferta para vender ni un pedido de ofertas para comprar las Obligaciones Negociables en ninguna jurisdicción donde sea ilegal realizar tal oferta o pedido. El destinatario del Prospecto debe cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables vigentes en cualquier jurisdicción donde compre, ofrezca o venda las Obligaciones Negociables, y debe obtener el consentimiento, aprobación o permiso requerido para efectuar la compra, oferta o venta de las Obligaciones Negociables de conformidad con las leyes y regulaciones vigentes en cualquier jurisdicción a la cual el destinatario esté sujeto o en la cual realice tal compra, oferta o venta, por la cual la Emisora no asume responsabilidad alguna.

Ni la Emisora ni sus respectivas afiliadas o representantes realizan declaración alguna a un destinatario o comprador de las Obligaciones Negociables aquí ofrecidos sobre la legalidad de inversión alguna efectuada por dicho destinatario o comprador según el derecho aplicable.

Al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables, el destinatario del presente Prospecto debe basarse en su propio análisis de la Emisora y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. El destinatario no debe interpretar el contenido del presente Prospecto como asesoramiento jurídico, comercial, financiero o impositivo. El destinatario debe consultar con sus propios asesores según sea necesario para tomar la decisión de invertir y determinar si está legalmente habilitado para comprar las Obligaciones Negociables en virtud de cualquier ley o regulación sobre inversiones o de naturaleza similar.

La creación del Programa ha sido autorizada por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 9 de enero de 2020 y por reunión de Directorio de fecha 9 de enero de 2020. El Programa tiene una duración de 5 (cinco) años contados a partir de la fecha de la Resolución Nro. RESFC-2020-20635-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 5 de febrero de 2020 que autoriza la oferta pública del mismo. La primera actualización del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 4 de junio de 2020. La ampliación del monto del programa por hasta US\$ 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) ha sido aprobada por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 12 de agosto de 2020 y por reunión de Directorio de la misma fecha. Asimismo, dicho aumento del monto del Programa fue autorizado por Resolución Nro. DI-2020-41-APN-GE#CNV de fecha 28 de agosto de 2020. La segunda actualización del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 19 de abril de 2021. La enmienda a


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

los términos del Programa, resuelta por el Directorio de la Sociedad Nro. 141 de fecha 16 de julio de 2021, a los fines de permitir a MSU Energy la emisión de obligaciones negociables denominadas en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley Nro. 27.271 o en Unidades de Valor Adquisitivo u otras que las reemplacen o se dicten en el futuro, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o cualquier otro índice permitido en el futuro, en virtud de lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, y de conformidad con el Artículo 40 bis, Sección V, Capítulo V, Título II, de las Normas de la CNV, fue autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV Nro. DI-2021-41-APN-GE#CNV de fecha 25 de julio de 2021. La tercera actualización del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 5 de abril de 2022 y autorizada por CNV mediante Resolución Nro. RE-2022-45010854-APN-GE#CNV de fecha 6 de mayo de 2022. La ampliación del monto del Programa por hasta US\$ 285.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue aprobada por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 12 de agosto de 2022 y por reunión de Directorio de la misma fecha, y por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 23 de agosto de 2022. Asimismo, dicho aumento del monto del Programa por hasta US\$ 285.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue autorizado por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV Nro. DI-2022-50-APN-GE#CNV de fecha 22 de septiembre de 2022. La cuarta actualización del Prospecto y la ampliación del monto del Programa por hasta US\$ 900.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue aprobada por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de MSU Energy de fecha 2 de mayo de 2023 y por reunión de Directorio de la misma fecha. El aumento del monto de Programa por hasta US\$ 900.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) fue autorizado por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV Nro. DI-2023-28-APN-GE#CNV de fecha 9 de junio de 2023.

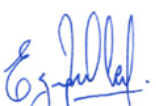
Se informa a los potenciales inversores que las acciones de la Emisora se encuentran prendadas conforme se detalla en la sección "*Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas*" del presente Prospecto.

La Emisora podrá ofrecer Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa a través de los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución que oportunamente elija (los "Agentes Colocadores"), quienes podrán realizar la colocación de las Obligaciones Negociables mediante oferta pública, mediante los mecanismos autorizados por Resolución Nro. 662/2016 de la CNV (formación de libro subasta o licitación pública), mediante la compra de las Obligaciones Negociables, en nombre propio, a la Emisora para su posterior colocación con inversores y otros compradores a precios diversos a los prevalecientes en el mercado, según determine dicho agente colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Tales Agentes Colocadores y la extensión de sus respectivos compromisos, estarán indicados en el Suplemento de Prospecto que se utilice.

Los Agentes Colocadores podrán realizar operaciones de estabilización y similares en el mercado secundario con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables. Todas las operaciones de estabilización deberán ser realizadas de conformidad con las Normas de la CNV: (i) deben concluir, a más tardar, a los 30 días corridos luego de la fecha de emisión de las obligaciones negociables; (ii) podrán efectuarse para evitar o moderar caídas de precios; y (iii) no podrán realizarse a precios superiores a los de la colocación inicial o a los de transacciones entre partes no relacionadas con respecto a la distribución y colocación de las Obligaciones Negociables.

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

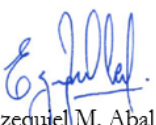
En caso de que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Se informa que los Estados Financieros al 31/03/2023 están incorporados al presente Prospecto en el Anexo I.

Se hace saber al público inversor que la calificación de riesgo de la Emisora podrá encontrarse en la página web de FIX SCR a través del siguiente enlace: https://www.fixscr.com/site/download?file=OJfaCQpFPphb0Z3X1ZzoT-x8_H_-jnQK.pdf. Asimismo, se informa que Fix SCR asignó en categoría A(arg) a la calificación de Emisor de MSU Energy S.A., con perspectiva “Estable”.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO

El concepto de lavado de dinero se utiliza generalmente para referirse a operaciones que tienen el objeto de ingresar fondos de actividades delictivas en el sistema institucional y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente lícito.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nro. 25.246 (modificada por las Leyes Nro. 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734, Decreto DNU 27/2018 y Ley Nro. 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 Unidad de Información Financiera ("UIF"), que establece un régimen penal administrativo.

En tal sentido, la Ley de Prevención del Lavado de Activos modificó la figura del delito de lavado de activos, considerándolo como un delito autónomo contra el orden económico y financiero. Esta modificación permite que el delito de lavado de activos sea sancionado con independencia de la participación en el delito que origino los fondos objeto del lavado.

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. La UIF se encuentra actualmente, desde la sanción de la Ley Nro. 27.260, bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía de la Nación.

Conforme lo previsto por el régimen legal, la UIF se encuentra facultada para recibir y solicitar informes, documentos, antecedentes y todo otro elemento que estime útil para el cumplimiento de sus funciones, a cualquier organismo público, nacional, provincial o municipal, y a personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, todos los cuales estarán obligados a proporcionarlos dentro del término que se les fije, bajo apercibimiento de ley. Cuando de las informaciones aportadas o de los análisis realizados por la UIF surgieren elementos de convicción suficientes para sospechar que se ha cometido uno de los delitos previstos por la Ley de Prevención del Lavado de Activos, ello será comunicado de inmediato al Ministerio Público para que ejerza la acción penal, pudiendo la UIF constituirse en parte querellante en dichos procesos.

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. En su artículo 303, prevé las siguientes penas para aquellos que cometan o participen en el delito de lavado de activos, según sea el caso:

- (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 prevista en el inciso (i) será aumentada 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.
- (iv) Las disposiciones mencionadas anteriormente regirán aun cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del código penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con pena en el lugar de su comisión.

Por su parte, el artículo 304 del Código Penal establece que cuando los hechos delictivos previstos en el artículo 303 hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona jurídica, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente de: (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años; (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

Por otro lado, en lo que respecta al financiamiento del terrorismo, el Código Penal (en su artículo 306, incluido por Ley Nro. 26.734) define a éste como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: (a) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; (b) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; y (c) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo. Las penas establecidas para este ilícito se aplicarán independientemente del acaecimiento del delito al que se destinara el financiamiento y, si éste se cometiere, aún si los bienes o el dinero no fueran utilizados para su comisión.

De acuerdo 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 captar cierta información e informarla a la UIF. Los sujetos responsables de informar a la UIF son denominados "Sujetos Obligados".

De acuerdo con dicha ley, son Sujetos Obligados (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) 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

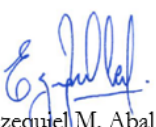
servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia (“IGJ”), entre otros; (vi) los 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; (iv) diseñar procedimientos para la prevención del lavado de activos y el financiamiento del terrorismo. 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.

El BCRA y la CNV también son considerados Sujetos Obligados según la Ley de Prevención del Lavado de Activos y deben cumplir con las reglamentaciones de la UIF sobre lavado de dinero, inclusive el reporte de operaciones sospechosas o inusuales. De acuerdo con la Resolución Nro. 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 Nro. 21.526 y sus modificatorias (“Ley de Entidades Financieras”), a entidades sujetas a la Ley Nro. 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 Nro. 229/2011 (la “Resolución 229”) (posteriormente derogada por la Resolución Nro. 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 Nro. 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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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 Nro. 156/2018 (la "Resolución 156"), la UIF aprobó los textos ordenados de la Resolución 30-E/2017, Resolución Nro. 21/2018 y Resolución Nro. 28/2018, en los términos del Decreto Nro. 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.

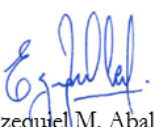
La Resolución Nro. 21/2018 (la "Resolución 21") regula, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de "conoce a tu cliente" y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primera medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

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. y a aquellos en los cuales se remarca el compromiso asumido por la República Argentina en la lucha contra el terrorismo y su financiamiento, teniendo en cuenta para ello la creación del Registro Público de Personas y Entidades vinculadas a actos de Terrorismo y su Financiamiento ("RePET") dispuesto por el Decreto Nro. 489/2019. 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").

Respecto de entidades emisoras, éstas deben verificar el origen lícito de los fondos involucrados en cualquier aporte


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos que reciban, como así también la identidad de los sujetos involucrados en dichas operaciones. Asimismo, en atención a la condición de sujeto obligado que reviste la CNV, las entidades emisoras deberán presentar ante aquélla la documentación respaldatoria a fin de que ésta verifique el origen lícito de los fondos involucrados en dichas operaciones.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector de mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

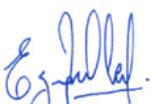
Asimismo, las Normas de la CNV obligan a quienes revisten el carácter de Sujetos Obligados a remitir a la CNV, por medio de la Autopista de Información Financiera, cierta información y documentación que debe ser actualizada en los plazos allí previstos. Entre dicha información y documentación se encuentran (i) Comité de PLAYFT (artículo 14 de la Resolución 21 y mod.); (ii) Comité de Riesgo PLAYFT (segundo párrafo del artículo 14 de la Resolución 21 y mod.); (iii) Estructura Societaria de PLAYFT (artículo 9° de la Resolución 21 y mod.); (iv) Identificación de la Sociedad y Acuerdos de Reciprocidad (artículo 21 de la Resolución 21 y mod.); (v) Oficiales de Cumplimiento (artículo 11 de la Resolución 21 y mod.); (vi) Manual de Procedimientos para la PLAYFT (artículo 8° de la Resolución 21 y mod.); (vii) Código de Conducta para la PLAYFT (artículo 20 de la Resolución 21 y mod.); (viii) Cursada de la Capacitación (inciso 2 del artículo 18 y, artículo 26 de la Resolución 21 y mod.); (ix) Autoevaluación de Riesgo (inciso d) del artículo 4° de la Resolución 21 y mod.); (x) Perfiles Transaccionales (artículo 32 de la Resolución 21 y mod.); (xi) Procedimientos de Gestión de Alertas (inciso f) del artículo 36 de la Resolución 21 y mod.); (xii) Sistemas Monitoreo Transaccional Análisis (artículo 36 de la Resolución 21 y mod.); etc.

De acuerdo con las Normas de la CNV, la CNV no autoriza la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora y/o sus beneficiarios finales, 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, teniendo en cuenta para ello la creación del RePET dispuesta por el Decreto Nro. 489/2019.

En febrero de 2016, mediante Decreto Nro. 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 Nro. 27.260 y su Decreto Reglamentario Nro. 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 Nro. 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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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.

A través de la Resolución Nro. 97/2018, la UIF reglamentó el deber de colaboración del BCRA en pos de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución Nro. 30/2017 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

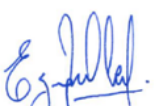
El 23 de noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución Nro. 134/2018, modificada parcialmente por la Resolución Nro. 15/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución UIF Nro. 52/2012 y se actualizó la nómina de personas consideradas como expuestas políticamente. Asimismo, la Resolución Nro. 134/2018 prevé que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal (dos años) desde la fecha de cese de la función pública prominente. Se prevé asimismo que en el Reporte de Operaciones Sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente. La Resolución Nro. 128/2019, dictada en diciembre de 2019, incorporó en la Resolución Nro. 134/2018 la obligación de aplicar medidas de diligencia reforzadas en las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, al considerarlas como de alto riesgo, salvo en los casos de Personas Expuestas Políticamente de Organizaciones Internacionales en los que se deberá determinar el nivel de riesgo y, en su caso, se deberán aplicar medidas de debida diligencia adecuadas y proporcionales al riesgo asociado y la operación u operaciones involucradas. De igual manera, el 28 de febrero de 2023 la UIF emitió la Resolución Nro. 35/2023 mediante la cual actualizó las disposiciones referidas a Personas Expuestas Políticamente. La Resolución Nro. 35/2023 entró en vigor a los 30 días corridos de su publicación. A partir de entonces, queda derogada la Resolución Nro. 134/2018. Entre las novedades incorporadas se destaca que una vez cumplido el plazo de los dos (2) años establecidos para el mantenimiento de la vigencia de la condición de Personas Expuesta Políticamente, el Sujeto Obligado tendrá que evaluar el nivel de riesgo del cliente o beneficiario final tomando en consideración la relevancia de la función desempeñada. Asimismo, se indica que la declaración jurada mediante la cual se requiere a los clientes que manifiesten si revisten o no la condición de Personas Expuestas Políticamente, deberá ser suscripto no sólo al momento del inicio de la relación comercial, sino también al momento de cambiar la condición de Personas Expuestas Políticamente (sea que empiece a revestir tal carácter o deje de serlo).

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución Nro. 154/2018, mediante la cual modificó los procedimientos de supervisión vigentes por nuevos diseños que se adapten y sean conformes a los estándares internacionales promovidos por el GAFI, los cuales deben aplicarse con enfoque basado en riesgo. En consecuencia, la UIF aprobó el "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera", derogando las disposiciones de los anexos II, III y IV de la resolución UIF Nro. 104/2010, el artículo 7º y las disposiciones de los anexos v y vi de la Resolución UIF Nro. 165/2011 y del anexo III de la Resolución UIF Nro. 229/2014.

En la misma fecha, la UIF dictó la Resolución Nro.155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los Sujetos Obligados bajo su contralor. A raíz de ello, se deroga la Resolución UIF Nro.104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV. La norma rige para los procedimientos de supervisión que se inicien con posterioridad a su entrada en vigencia.

Asimismo, y mediante resolución UIF 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF Nro. 30-e/2017, Resolución UIF Nro. 21/2018 y Resolución UIF Nro. 28/2018, en los términos del Decreto Nro. 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación.

Asimismo, la Resolución General Nro. 816/2019 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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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.

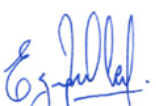
El 17 de julio de 2019, se dictó el Decreto Nro. 489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. Se creó entonces el RePET y se habilitó a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permite fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. Los Sujetos Obligados a brindar información por la Ley de Prevención del Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el Registro. El RePET funcionará en la órbita de la Dirección Nacional del Registro Nacional de Reincidencia, conforme la Resolución Nro. 509/2019 del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos.

El 11 de noviembre de 2019 la UIF dictó la Resolución Nro. 117/2019 con el fin de actualizar los montos que las entidades deben aplicar en sus políticas de identificación a su cliente, incluyendo los de la Resolución 21 bajo la cual las entidades están autorizadas a realizar medidas de debida diligencia simplificadas.

En el marco de la emergencia sanitaria provocada por la pandemia del Covid-19, la UIF dictó las Resoluciones Nro. 29/2020, 32/2020 y 53/2020. Las Resoluciones Nro. 29/2020 y 32/2020 dispusieron la atención de consultas y trámites únicamente por mesa de estradas virtual del organismo, y la suspensión de los plazos en los sumarios administrativos que tramita la UIF y de los procedimientos de supervisión en curso desarrollados por la Dirección de Supervisión de este Organismo. Por su parte, la Resolución Nro. 32/2020 dispuso que las medidas adoptadas en ella se extenderán y prorrogarán automáticamente, toda vez que el Poder Ejecutivo Nacional extienda el aislamiento social, preventivo y obligatorio. La Resolución Nro. 53/2020 exceptuó de la suspensión de los plazos administrativos establecida por el Decreto Nro. 298/2020, y prorrogada por el Poder Ejecutivo Nacional, a los procedimientos de supervisión extra situ que se realicen de forma conjunta con la CNV. A través de la Resolución Nro. 116/2020, la UIF dispuso la reanudación de todos los plazos dentro de los procedimientos sumariales, de supervisión y administrativos en el ámbito de la UIF y dispuso la apertura de la mesa general de entradas para la recepción, en forma exclusiva, de las presentaciones que sea necesario realizar en los procedimientos sumariales en curso ante la UIF y de las presentaciones que deban realizar los organismos colaboradores, previa solicitud de turno. Las medidas dispuestas por la Resolución Nro. 116/2020, se extenderán hasta tanto persistan en el país, los efectos de la pandemia por Covid-19.

Mediante la Resolución Nro. 112/2021 de la UIF publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2021, se establecieron las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley 25.246 con sus modificatorias, deberán observar para identificar al beneficiario/a final. En este sentido, será considerado beneficiario/a final a la persona humana que posea como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas, entendiéndose como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

El 1° de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución UIF Nro. 14/2023, que incorpora cambios al régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo ("LA/FT") aplicable a las entidades


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

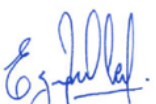
financieras y cambiarias enumeradas como Sujetos Obligados establecido en la Resolución Nro. 30/2017. Bajo la Resolución Nro. 14/2023, los Sujetos Obligados deberán implementar un sistema de prevención de LA/FT, con un enfoque basado en riesgo, que contendrá todas las políticas, procedimientos y controles derivados de sus tipos de clientes, productos y servicios ofrecidos, canales de distribución y ubicación geográfica con anterioridad al lanzamiento de productos, prácticas o tecnologías a los fines de identificar, evaluar, monitorear, administrar y mitigar los riesgos de LA/FT a los que se encuentran expuestos. Asimismo, estipula señales de alerta que los Sujetos Obligados deberán tener en cuenta a la hora de analizar transacciones, entre otros cambios. La Resolución Nro. 14/2023 entró en vigencia el 1° de abril de 2023, derogando entonces la Resolución Nro. 30/2017.

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.

LOS INVERSORES QUE DESEEN SUSCRIBIR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES A SER EMITIDAS BAJO EL PROGRAMA DEBERÁN SUMINISTRAR TODA AQUELLA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE LES SEA REQUERIDA POR EL O LOS AGENTES 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/economia), 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).

LA EMISORA DECLARA QUE NINGUNA DISPOSICION ESTABLECIDA POR EL BCRA, UIF O CNV AFECTA DE MANERA ALGUNA SU SITUACION FINANCIERA.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene declaraciones sobre hechos futuros, por ejemplo, en las secciones “Factores de Riesgo”, “Antecedentes Financieros - f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” e “Información de la Emisora”. Los términos “cree”, “podría”, “podría haber”, “estima”, “anticipa”, “busca”, “debería”, “planea”, “espera”, “predice”, “potencialmente” y vocablos o frases similares, o las versiones en negativo de tales vocablos o frases u otras expresiones similares, tienen como fin identificar estimaciones sobre hechos futuros. Las declaraciones sobre hechos futuros no constituyen garantías de desempeño a futuro. Los resultados reales podrían ser ampliamente distintos de las expectativas descritas en las declaraciones sobre hechos futuros. Por lo tanto, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.


Para efectuar estas declaraciones sobre hechos futuros, la Emisora se basa en expectativas e hipótesis actuales sobre sucesos a futuro. Si bien considera que dichas expectativas e hipótesis son razonables, están inherentemente sujetas a riesgos e incertidumbres significativos, la mayoría de ellos son difíciles de predecir y varios de ellos escapan a nuestro control. Los riesgos e incertidumbres que podrían afectar las declaraciones sobre hechos futuros incluyen los siguientes, a título meramente enunciativo:

- epidemias, pandemias y propagaciones similares, incluyendo la pandemia del COVID-19, y a todos los efectos negativos sobre la actividad de la Emisora que tales factores podrían ocasionar;
- condiciones macroeconómicas, políticas, financieras, comerciales, regulatorias o sociales en Argentina;
- cambios en políticas gubernamentales del gobierno de Argentina y su efecto en la economía en general y en el sector energético en particular;
- mayor inflación en la Argentina;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del Peso;
- la capacidad financiera y la voluntad de CAMMESA, en la cual el gobierno argentino tiene una participación significativa, para cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPAs y nuestra capacidad para cobrar los montos oportunamente de CAMMESA;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida decapitales en la Argentina;
- políticas y regulaciones gubernamentales que afecten la industria de la energía eléctrica en Argentina, incluyendo cambios en los marcos regulatorios actuales, incluyendo cambios en el marco regulatorio bajo el cual generamos y comercializamos energía;
- cambios a los términos y condiciones de nuestros PPAs que podrían ser requeridos o realizados por CAMMESA periódicamente; condiciones del mercado o del negocio y fluctuaciones de la demanda de energía eléctrica, así como la capacidad de pago de los distribuidores de energía y los consumidores finales;
- capacidad de la Emisora de suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta decapacidad de generación y energía eléctrica y la duración y las condiciones de dichos contratos de compraventa de energía eléctrica;
- la competencia en nuestro mercado;
- las limitaciones a la distribución y trasmisión en Argentina;
- la disponibilidad de nuestras Centrales eléctricas para generar electricidad;
- nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPAs;

- la capacidad de General Electric de cumplir con sus obligaciones bajo los contratos de mantenimiento de nuestras Centrales;
- nuestra capacidad para renovar o firmar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en condiciones favorables o en absoluto;
- acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten a la Argentina;
- bajas en los mercados de capital y cambios en general en los mercados de capital que puedan afectar políticas o actitudes hacia Argentina o empresas argentinas; y
- otros factores o tendencias que afecten la situación patrimonial o los resultados de nuestras operaciones, incluidas aquellas cuestiones identificadas en la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto.

Las declaraciones sobre hechos futuros y las predicciones fueron realizadas a la fecha del presente Prospecto y la Emisora no asume obligación alguna de actualizar o modificar estimaciones o declaraciones sobre hechos futuros sobre la base de información nueva, acontecimientos futuros, etc.

Se considerará que cada inversor en las Obligaciones Negociables en este Prospecto acepta que ha leído y entiende la descripción de los supuestos e incertidumbres subyacentes a las proyecciones que se establecen en este Prospecto y que ha reconocido que la Emisora no tiene la obligación de actualizar la información y no tienen la intención de hacerlo.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

GLOSARIO

<i>Agente MEM</i>	Agente del mercado eléctrico mayorista argentino.
<i>Aprobación Comercial de CAMMESA</i>	Es la aprobación comercial emitida por CAMMESA y requerida bajo la Resolución Nro. 61/1992 de la SE, con relación a la operación de la capacidad de generación de cada una de nuestras centrales, conforme modificaciones (Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) a los fines de operar dichas centrales.
<i>BCRA</i>	Es el Banco Central de la República Argentina.
<i>CAMMESA</i>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., el organismo gubernamental a cargo de la gestión del MEM y el despacho de electricidad al SADI. CAMMESA está controlada por el Gobierno Argentino, titular del 20% de su capital accionario, y cuatro grupos de entidades, cada una titular del 20% de su capital accionario, a saber: las asociaciones que representan a las empresas de generación, las empresas de transmisión, las empresas de distribución y los grandes usuarios. CAMMESA está a cargo de despachar electricidad al SADI, planificar necesidades de capacidad energética y optimizar el uso de la energía, monitorear la operación del mercado a término, facturar y cobrar pagos por operaciones entre actores del MEM, comprar y/o vender energía eléctrica a otros países, entre otras responsabilidades. Los costos operativos de CAMMESA se financian mediante aportes obligatorios por parte de los actores del MEM.
<i>Cargo por Indisponibilidad</i>	Es el cargo de US\$ 5 por MWh, que serán deducidos de nuestros Pagos por Capacidad Fija en la medida en que cualquier porción de nuestra capacidad contratada se encuentre indisponible al momento de ser solicitada por CAMMESA.
<i>Central termoeléctrica o central térmica</i>	Una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo, gas natural o diesel, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.
<i>Ciclo combinado</i>	Tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoeléctricas que pueden utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utilizan el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.

<i>Ciclo simple</i>	Un tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoeléctricas que pueden usar varios combustibles, como gas natural o gasoil, para hacer funcionar un alternador que genera energía. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo de energía.
<i>Contratos EPC</i>	Contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción (Engineering, procurement and construction contracts).
<i>Consumo específico garantizado</i>	Tope de la obligación de CAMMESA de suministrar o compensar los gastos por el combustible basado en ciertos precios de referencia determinados por CAMMESA, según lo establecido en cada PPA que nos han sido adjudicados.
<i>Distribución</i>	La transmisión de electricidad al consumidor final.
<i>Distribuidor</i>	Una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.
<i>Energía Base</i>	Marco regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 95/2013 y Resolución SE 31/2020 conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada de generación con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Véase "Información de la Emisora - c) Descripción del Sector en que se desarrolla su actividad".
<i>Energía Plus</i>	El mercado regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 1281/2006 que, entre otras cosas, promueve el aumento de la capacidad de generación de energía y permite a los grandes usuarios ejecutar acuerdos con los generadores en los términos del mercado.
<i>ENRE</i>	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la Secretaría de Energía. El ENRE supervisa el cumplimiento por parte de las empresas reguladas de transmisión y distribución con leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos estándares ambientales y de calidad del servicio y lineamientos contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también dirime conflictos entre los distintos participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia con tarifas de empresas del sector privado y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.
<i>Fecha Comprometida</i>	La fecha comprometida por el generador en los PPAs Ciclo Simple o los PPAs Ciclo Combinado correspondientes, para el comienzo de la operación comercial de la capacidad instalada de generación de la central.

<i>Factor de Disponibilidad</i>	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra comercialmente disponible sin interrupciones. El factor de disponibilidad se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una Central generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).
<i>Factor de Disponibilidad Contractual</i>	Es el Factor de Disponibilidad sin tener en cuenta interrupciones programadas.
<i>Factor de Indisponibilidad</i>	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación no se encuentra disponible debido a interrupciones.
<i>Fecha de Operación Comercial</i>	La Fecha de Operación Comercial de cada central tal como se establece en sus respectivos PPAs y otorgada por CAMMESA en su Aprobación Comercial de dicha central, considerando prórrogas otorgadas por CAMMESA.
<i>Fueloil</i>	El fueloil o petróleo pesado es un producto de petróleo líquido o licuable utilizado para generar calor o energía. El fueloil se divide en seis clases distintas, según el punto de ebullición, la longitud de la cadena carbonada del combustible y la viscosidad. Las referencias a fueloil en el presente Prospecto aluden al Fueloil de grado 6 (de conformidad con la graduación realizada por la American Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.
<i>Gasoil</i>	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a gasoil. Los combustibles gasoil se dividen en tres clases diferentes: 1D (#1), 2D (#2) y 4D (#4). La diferencia entre estas clases depende de la viscosidad (la propiedad de un líquido que genera resistencia a su flujo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un líquido fluye). Las referencias al gasoil en el presente Prospecto son al Gasoil #2.
<i>General Electric o GE</i>	Significa General Electric International, Inc. (GEII) o sus afiliadas.
<i>Gigavatio (GW)</i>	Mil millones de vatios.
<i>Gigavatio hora (GWh)</i>	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.
<i>IEASA (EX ENARSA)</i>	Integración Energética Argentina S.A., una sociedad estatal que opera centrales generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.

<i>INDEC</i>	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.
<i>Kilocaloría (kcal)</i>	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
<i>Kilovatio (kW)</i>	Mil vatios.
<i>Kilovatio hora (kWh)</i>	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.
<i>Kilovoltio (kV)</i>	Mil voltios.
<i>Ley de Mercado de Capitales</i>	Ley Nro. 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina, sus modificatorias y complementarias, incluyendo, pero no limitándose a la Ley Nro. 27.440 de Financiamiento Productivo.
<i>Ley de Obligaciones Negociables</i>	Ley Nro. 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones.
<i>Ley 27.541</i>	Ley Nro. 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública.
<i>MEM</i>	Mercado Eléctrico Mayorista administrado por CAMMESA.
<i>Ministerio de Economía</i>	Ministerio de la Economía de la Nación.
<i>MW</i>	Megavatio - Un millón de vatios.
<i>MWh</i>	Megavatio hora - Un megavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o un millón de vatios hora.
<i>NIIF</i>	Normas Internacionales de Información Financiera
<i>Precio monómico</i>	El precio que cubre tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM
<i>Resolución SE 21/2016</i>	Resolución Nro. 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Véase " <i>Información de la Emisora - c) Descripción del Sector en que se desarrolla su actividad</i> ".
<i>Resolución SE 220/2007</i>	Resolución Nro. 220/2007 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar PPAs con los generadores. Véase " <i>Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación</i> ".
<i>Resolución SE 95/2013</i>	Resolución Nro. 95/2013 de la Secretaría de Energía con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Véase " <i>Información de la</i>

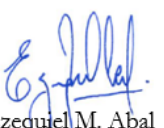
Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación".

<i>Resolución SE 1281/2006</i>	Resolución Nro. 1281/2006 de la ex Secretaría de Energía, con sus modificaciones, creó el programa Energía Plus. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SEE 22/2016</i>	Resolución Nro. 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i>
<i>Resolución SEE 256/2017</i>	Resolución Nro. 256/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que aumentó sustancialmente los precios de la electricidad cobrados a los consumidores en el MEM. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SEE 20/2017</i>	Resolución Nro. 20/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que incrementó sustancialmente los precios de la electricidad cobrados a los consumidores en el MEM. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SEE 19/2017</i>	Resolución Nro. 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica con sus modificaciones, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SEE 287-E/2017</i>	Resolución Nro. 287/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificaciones, que llamó a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SEE 820-E/2017</i>	Resolución Nro. 820/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificaciones, mediante la cual se adjudicó a los oferentes de la convocatoria abierta dispuesta por la Resolución Nro. 287/2017 de la misma secretaría, los respectivos PPA por un plazo de 15 años a ser celebrados con CAMMESA.

<i>Resolución SRRME 1/2019</i>	Resolución Nro. 1/2019 emitida por la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico en virtud de la cual se derogó la Resolución SEE 19/2017 y se implementó un nuevo esquema de compensación para los generadores eléctricos. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>Resolución SE 31/2020</i>	Resolución Nro. 31/2020 de la Secretaría de Energía en virtud de la cual se derogó la Resolución SRRME 1/2019 y se implementó un nuevo esquema de remuneración para los generadores eléctricos sin PPA suscripto. Véase <i>"Información de la Emisora - Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación"</i> .
<i>SADI</i>	Sistema Argentino de Interconexión, la principal red de energía eléctrica interconectada de Argentina que cubre la mayor parte del país y está gestionada por el MEM.
<i>Secretaría de Energía</i>	La Secretaría de Energía, que actualmente, es la autoridad regulatoria del sector eléctrico.
<i>Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)</i>	La ex Secretaría de Energía Eléctrica del Estado Nacional
<i>Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico</i>	Organismo administrativo que reemplazó a la entonces Secretaría de Energía Eléctrica.
<i>TGN</i>	Transportadora de Gas del Norte S.A.
<i>TGS</i>	Transportadora de Gas del Sur S.A.
<i>Transba</i>	TRANSBA S.A. es la empresa a cargo del servicio de transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires.
<i>Transmisión</i>	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.
<i>Turbina de gas</i>	Un tipo de motor de combustión interna a gas natural. Para generar electricidad, la turbina de gas calienta una mezcla de aire y combustible a temperaturas muy altas, lo que causa que las hélices de la turbina giren. La turbina, al girar, hace funcionar un generador que convierte la energía en electricidad.
<i>Turbina de Vapor</i>	Una unidad de generación que usa vapor para generar electricidad. La turbina funciona con la presión del vapor descargada a alta velocidad contra sus aspas.
<i>Vatio</i>	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.

Voltio

La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Generalidades

Nos dedicamos al desarrollo y operación de proyectos de generación de energía en Argentina. Poseemos y operamos tres centrales térmicas de ciclo combinado. Nuestra central térmica de General Rojo, ubicada cerca de San Nicolás, Provincia de Buenos Aires (la "Central General Rojo") comenzó a operar el 13 de junio de 2017 con 150MW de capacidad de generación nominal; nuestra central térmica de Barker, ubicada cerca de Tandil, Provincia de Buenos Aires (la "Central Barker"), comenzó a operar el 29 de diciembre de 2017 con 150MW de capacidad de generación nominal; y nuestra central térmica de Villa María, ubicada en la Provincia de Córdoba (la "Central Villa María", conjuntamente con la Central General Rojo y la Central Barker, las "Centrales"), comenzó a operar el 25 de enero de 2018 con 150MW de capacidad de generación nominal. Durante el primer semestre de 2019, hemos completado la instalación de una cuarta turbina de gas de 50MW cada una en cada una de nuestras Centrales, incrementando la capacidad instalada total de cada Central a 200MW. Asimismo, hemos concluido con la conversión de ciclo simple a ciclo combinado de nuestras Centrales térmicas de General Rojo y Villa María en el mes de agosto de 2020 y de nuestra Central térmica de Barker en el mes de octubre de 2020, expandiendo la capacidad instalada de las Centrales en un promedio de 50 MW cada una. A la fecha de este prospecto, la capacidad de generación nominal total de nuestras tres Centrales es de 750 MW.

Con fecha 4 de agosto de 2016, celebramos nuestros tres (3) PPAs Ciclo Simple (conforme dicho término se define más adelante) con CAMMESA, en el marco del proceso licitatorio dispuesto bajo la Resolución SEE Nro. 21/2016. De conformidad con los mismos, vendemos disponibilidad y electricidad generada a través de la capacidad original de nuestras Centrales. Bajo dichos PPAs Ciclo Simple hemos asumido la obligación de mantener un nivel mínimo de capacidad de generación en cada una de nuestras Centrales por un plazo de 10 (diez) años, comenzando desde la fecha comprometida bajo el PPA o, si fue alcanzada con anterioridad, desde la Fecha de Operación Comercial de cada una de las mismas. De conformidad con los términos de cada PPA Ciclo Simple y la normativa aplicable, nuestra compensación se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en Pesos, e integrada por (i) un Pago por Capacidad Fija (conforme dicho término se define más adelante) en concepto de disponibilidad de la capacidad de generación de las primeras tres (3) turbinas de ciclo simple de cada una de las Centrales bajo la modalidad take or pay; y (ii) un Pago Variable (conforme dicho término se define más adelante), basado en el volumen de electricidad despachado por dichas turbinas. Adicionalmente, los PPA de ciclo simple incluyen disposiciones de transferencia bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar o reembolsarnos ciertos costos operativos y variables (incluidos los costos de transmisión y las tarifas pagadas a ENRE), y disposiciones bajo las cuales CAMMESA proporciona directamente el combustible o nos reembolsa los costos de combustible.

Con fecha 6 de abril de 2018 celebramos nuestros tres (3) PPAs Ciclo Combinado (conforme dicho término se define más adelante) con CAMMESA por un plazo de 15 (quince) años, en el marco del proceso licitatorio dispuesto bajo la Resolución SEE Nro. 287/2017. Con fecha 15 de agosto, 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, hemos completado y alcanzado la operación comercial de conformidad con los PPA Ciclo Combinado de nuestras Centrales de Villa María, General Rojo y Barker, respectivamente. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo los PPAs Ciclo Combinado es en relación a la disponibilidad y el despacho de electricidad generada por la cuarta turbina de gas instalada en cada una de nuestras Centrales y la capacidad adicional resultante de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado, lo que representa un total de 300MW consistente en: (i) un total de 150 MW de capacidad de generación de la turbina de gas adicional instalada en cada una de nuestras Centrales en el primer semestre de 2019 y (ii) un total adicional de 150 MW de capacidad de generación de la turbina de vapor instalada en cada una de nuestras centrales. Dicha compensación se encuentra denominada en Dólares Estadounidenses y es pagadera en Pesos y estará integrada por (i) un Pago por Capacidad Fija por mes por la disponibilidad de la capacidad de generación acordada sobre la modalidad take or pay; y (ii) un Pago Variable basado en el volumen de electricidad despachado a requerimiento de CAMMESA.

Los PPA de ciclo combinado estipulan disposiciones de transferencia bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar o reembolsarnos por ciertos costos operativos y variables (incluidos los costos de transmisión y las tarifas

pagadas a ENRE), y disposiciones bajo las cuales CAMMESA reembolsa el combustible al precio de referencia de CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

Nuestras Centrales fueron construidas bajo la modalidad "llave en mano" por afiliadas de General Electric, de conformidad con nuestros contratos de ingeniería, abastecimiento y construcción ("EPC") y las turbinas actualmente instaladas fueron provistas por General Electric. Asimismo, la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado fue realizada por A-Evangelista S.A. ("AESA"), bajo nuestros contratos de EPC "llave en mano" y las turbinas de vapor y el equipamiento fue provisto por General Electric. Asimismo, nuestras Centrales cuentan con contratos de mantenimiento a largo plazo con afiliadas de General Electric. Para mayor información sobre los contratos de la Emisora, véase "*Nuestros Contratos Significativos*" más adelante.

Durante el año 2022, tuvimos ventas netas por US\$ 200,7 millones, ganancias operativas por US\$ 143,1 millones, ganancia del ejercicio por US\$ 42,4 millones y un EBITDA de US\$ 166,0 millones, con un margen de EBITDA equivalente al 83%. Durante el año 2021, tuvimos ventas netas por US\$ 210,0 millones, ganancias operativas por US\$ 153,9 millones, ganancia del ejercicio por US\$ 52,7 millones y un EBITDA de US\$ 180,1 millones, con un margen de EBITDA equivalente al 86%.

Nuestras Fortalezas

Tecnología probada y confiable, con mantenimiento proporcionado por afiliadas de General Electric.

Hemos construido cada una de nuestras Centrales de energía usando tecnología probada y confiable con contratistas y proveedores de servicios de renombre mundial en el sector de generación de energía. A los fines de construir nuestras Centrales, hemos suscripto contratos de EPC con afiliadas de General Electric, líder mundial en tecnología de generación eléctrica. Las turbinas provistas para nuestras tres Centrales (*GE LM6000 PC Sprint*) son ampliamente reconocidas en la industria por su alta disponibilidad promedio, según datos del fabricante. Asimismo, nuestras tres Centrales comparten idéntica tecnología, lo cual facilita una planificación más eficiente en lo relativo a repuestos, reparaciones y mantenimiento. Las afiliadas de General Electric nos brindan servicios de mantenimiento y reparación y suministra los repuestos necesarios, garantizando un funcionamiento del 97% o más. Adicionalmente, en el mes de diciembre de 2020, adquirimos una turbina de repuesto LM6000PC (core engine) la cual puede ser utilizada en reemplazo de cualquiera de nuestras 12 turbinas de gas, en caso de falla o avería.

De acuerdo con información publicada por CAMMESA, nuestras Centrales de General Rojo, Barker y Villa María registraron un nivel de disponibilidad del 99,6%, 99,1% y 99,4% durante el 2022, 2021 y 2020, respectivamente, lo que las posiciona entre las centrales con mayor rendimiento operativo dentro del conjunto de centrales que operan bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 y de la Resolución SEE 287/2017.

Contratos a largo plazo que proveen flujos de efectivo estables y predecibles en Dólares Estadounidenses.

Nuestros PPAs con CAMMESA nos proporcionarán flujos de efectivo estables y predecibles y limitarán nuestra exposición a las fluctuaciones del tipo de cambio. Dichos PPAs están denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio aplicable el día anterior a la fecha de pago. Los mismos contemplan: (i) un Pago por Capacidad Fija, basados en la disponibilidad de capacidad de generación, (ii) Pagos Variables, basados en la energía que despachamos y, (iii) adicionalmente incluyen disposiciones de traspaso bajo las cuales CAMMESA está obligada a pagar ciertos costos operacionales y variables, incluidos los costos de combustible (sea mediante la provisión del combustible o a través del reintegro de los costos del mismo). Creemos que nuestros PPAs a largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses permitirán que nuestro negocio mantenga relativos niveles de estabilidad en un contexto económico en Argentina en el cual la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio han tenido impactos adversos durante el pasado. Para mayor información, véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con nuestro Negocio*": No debe confiar en las declaraciones a futuro y las estimaciones incluidas en los flujos de efectivo ilustrativos.

Suministro de combustible proporcionado o compensado por CAMMESA.

De conformidad con los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, el combustible requerido para operar nuestras Centrales de energía (gas natural o diésel) es suministrado por CAMMESA, mitigando el riesgo de suministro de combustible y de fijación de precios. Por otro lado, de conformidad con los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, en relación con la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado, a partir de la operación de las plantas a ciclo combinado se requiere que obtengamos la totalidad del combustible de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, y CAMMESA nos compense los costos incurridos en la adquisición de combustible al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1ro de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener la totalidad del combustible para operar las plantas, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

Adicionalmente, nuestras Centrales de energía están conectadas a gasoductos y el combustible diésel que es suministrado por camiones está disponible cerca de todas nuestras Centrales de energía, principalmente debido al fácil acceso y la proximidad al puerto de Buenos Aires y otros puertos a lo largo del río Paraná.

Nuestros accionistas son parte del Grupo MSU y contamos con un sólido equipo de gestión y operaciones.

Nuestros accionistas son parte del grupo MSU, un grupo de empresas propiedad de la familia Uribe Larrea ("Grupo MSU"). Desde 1860 y durante seis generaciones, el grupo ha desarrollado una plataforma profesional de negocios y ha sido líder en el sector agroindustrial, entre otras industrias, en Argentina y en la región. En atención a la experiencia del Grupo MSU, estamos capacitados para desarrollar negocios y estructurar operaciones financieras significativas.

Asimismo, hemos formado un equipo de gestión y operaciones multidisciplinario y experimentado, con amplia experiencia industrial y financiera, y con gran experiencia en la industria energética argentina, así como en el trabajo con los organismos reguladores.

Nuestra estrategia

Mantener la eficiencia en nuestras operaciones.

Nos comprometemos a mantener una sólida y eficiente operación de nuestras Centrales de energía, de acuerdo con los términos de nuestros PPAs, con un alto factor de disponibilidad, para generar flujos de efectivo predecibles y estables. Esperamos que nuestros contratos de mantenimiento con las afiliadas de General Electric a 10 (diez) años nos ayuden a mantener nuestras Centrales de energía en buenas condiciones de mantenimiento, con fácil acceso a los servicios de reparación y repuestos necesarios para nuestros equipos. Asimismo, nuestras tres Centrales de energía cuentan con la misma tecnología (el mismo tipo de turbinas -motor central y generador- y transformadores), lo que facilita una mejor y más eficiente planificación en términos de repuestos, reparación y mantenimiento, y ayuda a optimizar el funcionamiento de las Centrales.

Proporcionar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras Centrales de energía de manera eficiente, segura y sostenible.

Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras Centrales de manera segura, eficiente y sostenible. En términos de seguridad, implementamos y seguimos los estándares de seguridad de la industria en Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados, de los contratistas y la de las comunidades donde se encuentran nuestras operaciones. En términos de eficiencia operativa, nos enfocamos en garantizar la disponibilidad a largo plazo, la confiabilidad y la integridad de los activos con el mantenimiento y el monitoreo de los mismos. En términos de sostenibilidad, buscamos desarrollar nuestro negocio de una manera que cumpla con las regulaciones legales y ambientales aplicables. También intentamos adoptar y seguir estrictas normas de gobierno corporativo y buscamos garantizar la equidad, transparencia, y responsabilidad en la operación de nuestro negocio para nuestros accionistas y otras partes interesadas.

En 2022, Bureau Veritas certificó a la organización bajo las normas ISO 9.001 por calidad de gestión, ISO 14.001 por gestión medioambiental e ISO 45.001 por sus sistemas de gestión de la seguridad y salud en el trabajo.

Accionistas

Nuestros accionistas son parte del Grupo MSU, un grupo de compañías de propiedad familiar, cuyos principales accionistas son Manuel Santos de Uribebarrea Duhau y Manuel Santos Uribebarrea Balcarce. Desde 1860 y durante seis generaciones, el grupo ha desarrollado una plataforma profesional de negocios y ha sido líder en el sector agroindustrial, con presencia en industrias como la construcción en Argentina y en toda la región.

MSU S.A., una de las compañías controladas por el Grupo MSU, es una empresa líder en el sector agropecuario argentino. En la campaña 2021/2022, MSU S.A. sembró más de 165.000 hectáreas, con una producción de más de 850.000 toneladas de granos en Argentina y con operaciones de gerenciamiento en Uruguay, Paraguay y Brasil.

En 2013, el Grupo MSU identificó una potencial oportunidad comercial en el sector eléctrico argentino y tomó la decisión estratégica de enfocarse en el negocio de generación de energía. Después de explorar alternativas en la industria energética, el Grupo MSU comenzó a participar en dicho sector, con resultados exitosos en las licitaciones gubernamentales de 2016 y 2017. Además de la operación de nuestras Centrales, el Grupo MSU está invirtiendo en el sector de las energías renovables.

Nuestras Centrales Eléctricas

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras tres Centrales eléctricas incluyendo su capacidad de generación nominal actual:



Central Termoeléctrica General Rojo

La Central General Rojo es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado con una capacidad de generación

nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 3 de agosto de 2016. La Fecha de Operación Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 13 de junio de 2017, con una capacidad de 150 MW, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 20 de agosto de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, por lo que la capacidad total instalada de dicha Central asciende a 250 MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC. Para mayor información sobre los Contratos EPC de la Emisora, véase “*Nuestros Contratos Significativos*” más adelante en esta sección.


La central se encuentra localizada en una propiedad de 10,98 hectáreas en General Rojo, Provincia de Buenos Aires y está estratégicamente localizada fuera de las zonas urbanas de General Rojo y San Nicolás de los Arroyos, a nueve kilómetros de la Ruta Nacional Nro. 9, una de las principales autopistas de Argentina que conecta las tres ciudades más grandes del país: Buenos Aires, Rosario y Córdoba. Además, la central se encuentra a aproximadamente 120 metros del gasoducto troncal de gas natural “Puerto San Gerónimo – General Rodríguez” de Transportadora Gas del Norte S.A. (“TGN”), lo que permite un fácil acceso a la principal fuente de combustible de la central; y a 200 metros de la línea de alta tensión de 132 KV, lo que permite un fácil acceso al nodo para el despacho de electricidad al Sistema de Interconexión Argentino (“SADI”).

La Central General Rojo está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno con una capacidad de generación nominal de 50 MW. Las turbinas funcionan con dos combustibles: gas natural y gasoil. La central recibe el gas natural a través de su conexión al gasoducto de gas natural. Asimismo, la central cuenta con una bahía de descarga de camiones y tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m³, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos a CAMMESA de manera exclusiva la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central General Rojo en virtud del PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 4 de agosto de 2016, de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y regulaciones relacionadas (el “PPA General Rojo Ciclo Simple”). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central General Rojo con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US\$ 172.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a la estacionalidad (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple es de 144,22 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 20.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MWh y US\$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 20 de agosto de 2020 completamos la conversión de la Central General Rojo de ciclo simple a ciclo combinado, alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el “PPA General Rojo Ciclo Combinado”). La inversión total en la instalación de la cuarta turbina de gas y la finalización de la conversión al ciclo combinado fue de aproximadamente US\$ 130.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 105,37 MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA General Rojo Ciclo Combinado que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 18.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 10,40 por MWh y US\$ 1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de marzo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 29 de mayo 2020. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE Nro. 287/2017.

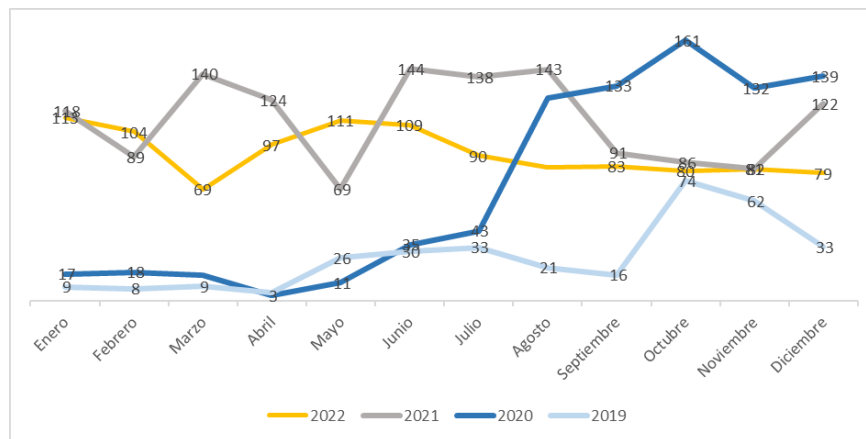

Ezequiel M. Abal
Subdelegado

La suspensión se fundó en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU Nro. 297 del 19 de marzo de 2020. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020. Por consiguiente, nuestros tres proyectos de expansión y conversión a ciclo combinado alcanzaron la fecha de habilitación comercial comprometida en plazo, no registrándose penalidades por demora.

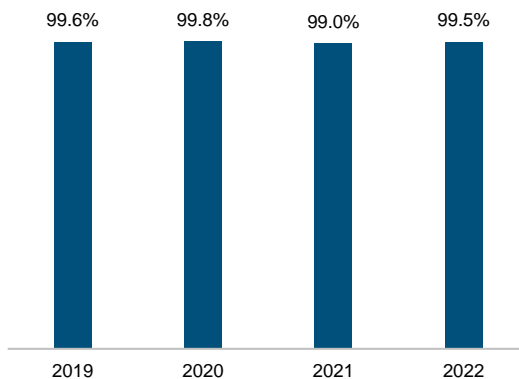
Bajo el PPA General Rojo Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central era suministrado por CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requería que la totalidad del combustible para operar las plantas sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener la totalidad del combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

A continuación, se presentan algunos datos relativos a la Central General Rojo:

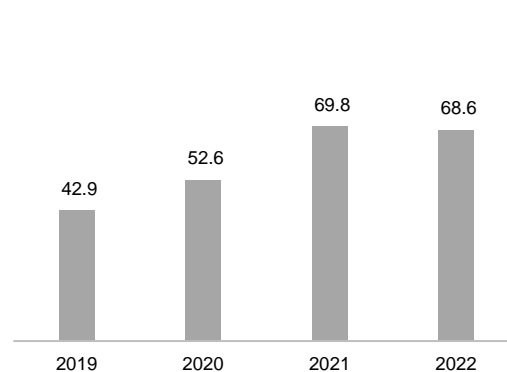
Generación (en GWh)



Disponibilidad (%)

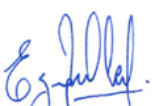


Ventas (en millones de USD)



Central Termoeléctrica Barker

La Central Barker es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado que cuenta con una capacidad de generación nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 17 de marzo de 2017. La Fecha de Operación


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 29 de diciembre de 2017 con una capacidad nominal de 150 MW, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 31 de octubre de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, aumentando la capacidad total instalada de dicha Central a 250MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC.

La central se sitúa en un predio de 12 hectáreas en Barker, Partido de Benito Juárez, Provincia de Buenos Aires, en la intersección de la Ruta Provincial Nro. 80 y la Ruta Provincial Nro. 74 (aproximadamente a 45 km de la ciudad de Tandil). Se encuentra estratégicamente ubicada fuera de zonas urbanas. La electricidad se despacha desde esta central a través de una subestación de alta tensión (132 kV) construida por Transba, en el predio donde se encuentra la central, lo que permite acceder a la línea de alta tensión de Barker-Olavarría que, a su vez, permite un fácil acceso al nodo de despacho de electricidad desde la central al SADI.

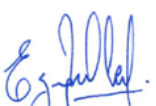
La Central Barker está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno con una capacidad de generación de 50 MW. Dichas turbinas funcionan tanto a gas natural como a gasoil. La principal fuente de combustible de la central proviene del gasoducto de gas natural General San Martín, el cual se encuentra aproximadamente a 600 metros al oeste del perímetro del predio donde se ubica la central. Asimismo, la central cuenta bahías de descarga para camiones y con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m³, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central Barker exclusivamente a CAMMESA, de acuerdo con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 25 de julio de 2016 y modificado con fecha 26 de octubre de 2017 de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y otras regulaciones (el "PPA Barker Ciclo Simple"). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central Barker con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US\$ 171.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA Barker Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a la estacionalidad (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA Barker Ciclo Simple es de 145,19 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MWh y US\$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 31 de octubre de 2020 completamos la conversión de la Central Barker de ciclo simple a ciclo combinado, alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el "PPA Barker Ciclo Combinado"). La inversión total instalación de la cuarta turbina de gas y finalización del ciclo combinado fue de aproximadamente US\$ 154.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 105,00 MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA Barker Ciclo Combinado (tal como dicho término se define más adelante) que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,80 por MWh y US\$ 1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de mayo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 30 de julio 2020. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE Nro. 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU Nro. 297 del 19 de marzo de 2020.

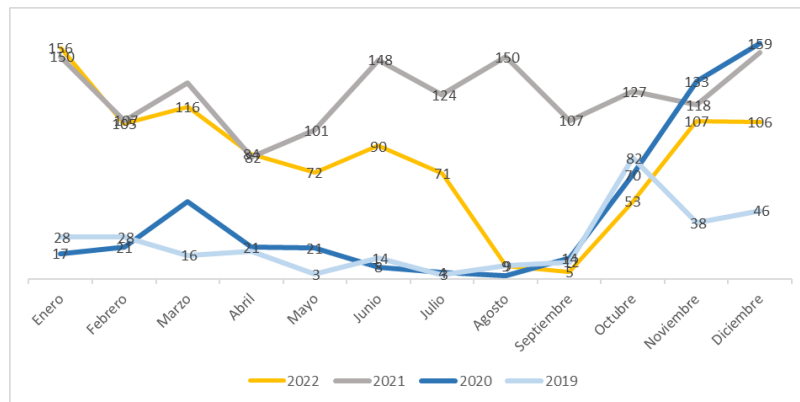
Bajo el PPA Barker Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central era suministrado por


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

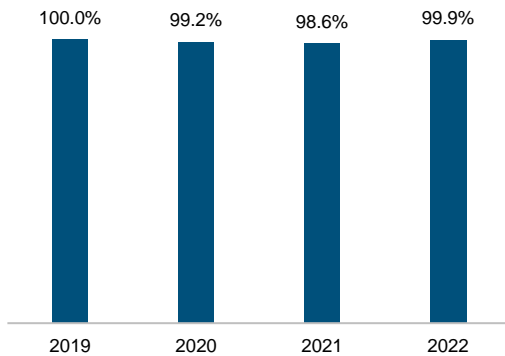
CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requería que la totalidad del combustible para operar la planta sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener la totalidad del combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

A continuación, se presentan algunos datos relativos a la Central Barker:

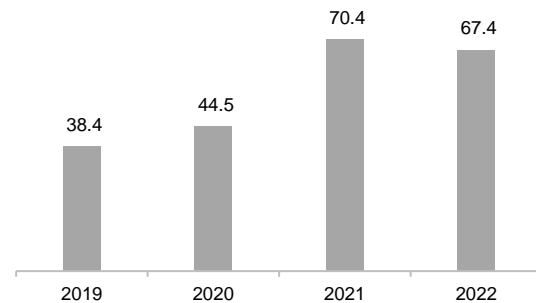
Generación (en GWh)



Disponibilidad (%)



Ventas (en millones de USD)



Central Termoeléctrica Villa María

La Central Villa María es una central termoeléctrica dual de ciclo combinado con una capacidad de generación nominal de 250 MW. Su construcción comenzó el 18 de febrero de 2017. La Fecha de Operación Comercial del ciclo simple fue alcanzada el 24 de enero de 2018, mientras que la Fecha de Operación Comercial del ciclo combinado fue alcanzada el 20 de agosto de 2020, con una capacidad de 100 MW adicionales, por lo que la capacidad total de dicha Central Villa María asciende a 250 MW. La construcción estuvo a cargo de General Electric International Inc., Sucursal Argentina, conforme a los Contratos EPC.

Localizada en un predio de 8 hectáreas en Villa María, Provincia de Córdoba, cerca de la intersección de la autopista

Córdoba-Rosario y la Ruta Provincial Nro. 2, esta central se encuentra situada estratégicamente fuera de zonas urbanas y localizada dentro de un parque industrial con acceso directo a energía, agua y abastecimiento de combustible. Hemos construido un gasoducto de 3,2 km para conectar la central con el gasoducto norte de TGN. El principal gasoducto natural (el "Gasoducto Norte de TGN") se encuentra aproximadamente a 2,5 km al este del perímetro del predio en el cual la central se encuentra localizada y hemos construido un gasoducto de 3,2 km para conectar la central a este gasoducto principal. Una línea de alta tensión (132 kV) para conectar la central a la subestación existente en Villa María, de propiedad de Empresa Provincial de Energía de Córdoba, fue construida para permitirnos despachar la energía generada al SADI.

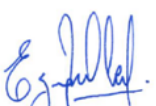
La central está equipada con cuatro turbogeneradores General Electric (modelo LM6000-PC Sprint), cada uno con una capacidad de generación de 50 MW. Las turbinas de gas de esta central eléctrica funcionan tanto a gas natural como a gasoil. La principal fuente de combustible de la central eléctrica Villa María es el Gasoducto Norte de TGN. Asimismo, la central cuenta con una bahía de descarga de camiones y tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 7.649 m³, suficiente para abastecer hasta cinco días de combustible con la central en condiciones de funcionamiento a plena capacidad.

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por las primeras tres turbinas instaladas en nuestra Central Villa María exclusivamente a CAMMESA, de acuerdo con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 29 de diciembre de 2016 de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 y otras regulaciones (el "PPA Villa María Ciclo Simple"). Nuestra inversión total en activos fijos en la Central Villa María con el objetivo de conseguir la operación como una central de ciclo simple fue de aproximadamente US\$ 175.000.000 (incluyendo IVA). La capacidad de generación mensual bajo el PPA Villa María Ciclo Simple varía según el mes y el combustible utilizado. Las ofertas que realizamos en el mismo tuvieron como objetivo reducir el riesgo de indisponibilidad comprometiendo una capacidad mensual acorde a la estacionalidad (por ejemplo, mayor capacidad a temperaturas más bajas, según el rendimiento de las turbinas). La capacidad promedio de generación de energía contratada bajo el PPA Villa María Ciclo Simple es de 143,14 MW. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 19,900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MWh y US\$ 12,50 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

Con fecha 15 de agosto de 2020 completamos la conversión de la Central Villa María de ciclo simple a ciclo combinado, alcanzado la operación comercial de conformidad con el PPA suscripto entre CAMMESA y la Emisora con fecha 6 de abril de 2018, de conformidad con la Resolución SEE 287/2018 y regulaciones relacionadas (el "PPA Villa María Combinado"). La inversión total en la instalación de la cuarta turbina de gas y la conversión al ciclo combinado fue de aproximadamente US\$ 139.000.000 más IVA. La capacidad incremental promedio es de 100,20 MW y el 100% opera bajo los términos y condiciones del PPA Villa María Ciclo Combinado (tal como dicho término se define más adelante) que nos ha sido adjudicado en virtud de la Resolución SEE 287/17. Bajo el mismo, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 12,70 por MWh y US\$ 1 por MWh por ventas de electricidad utilizando gas natural o diésel, respectivamente.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida inicialmente el 23 de mayo de 2020. Sin embargo, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Emisora ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 30 de junio 2020. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE Nro. 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU Nro. 297 del 19 de marzo de 2020.

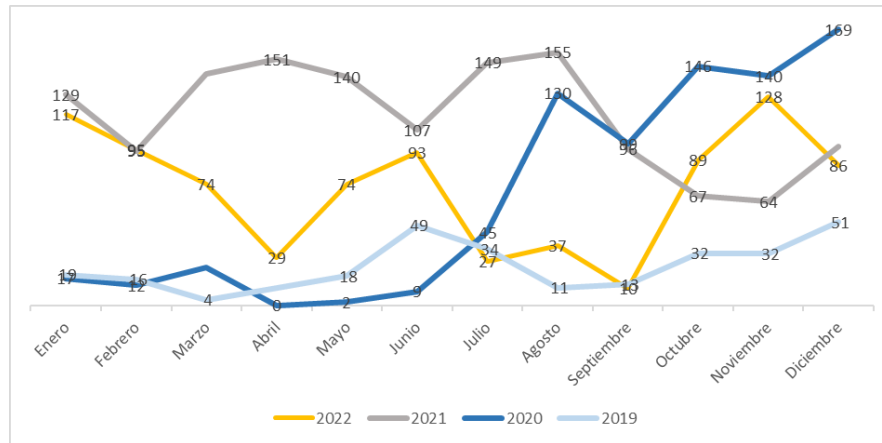
Bajo el PPA Villa María Ciclo Simple, el combustible requerido para operar la central era suministrado por CAMMESA. Bajo el PPA General Rojo Ciclo Combinado, se requería que la totalidad del combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA. No


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

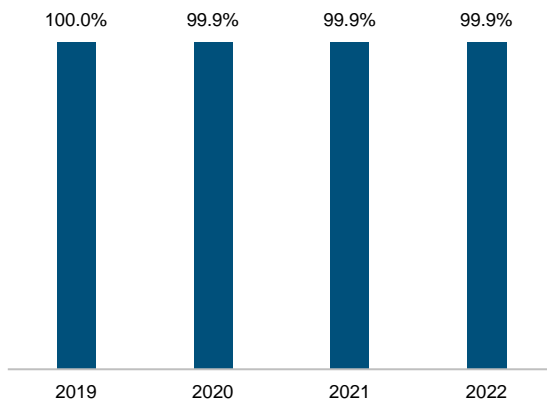
obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener la totalidad del combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

A continuación, se presentan algunos datos relativos a la Central Villa María:

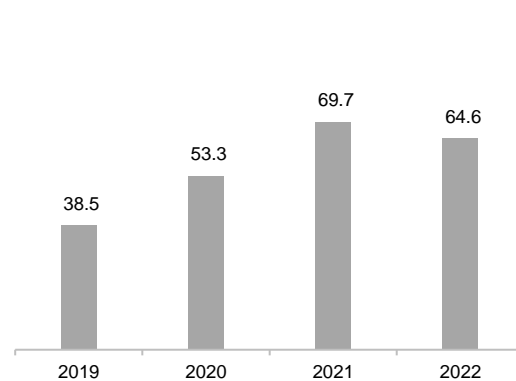
Generación (en GWh)



Disponibilidad (%)



Ventas (en millones de USD)



Fusión y cambio de denominación

En la asamblea extraordinaria de fecha 3 de enero de 2019, los accionistas de la Emisora decidieron reemplazar su denominación social de Río Energy S.A. a MSU Energy S.A. Dicho cambio de denominación se encuentra inscripto en la IGJ desde el 6 de marzo de 2019, bajo el Nro. 4405 del libro: 94, tomo: - de Sociedades por Acciones.

De conformidad con la Resolución Nro. 20.075 de fecha 20 de febrero de 2019, el Directorio de la CNV aprobó la fusión de UENSA S.A. y UGEN S.A. con MSU Energy como sociedad absorbente (la "Fusión"). La Fusión fue aprobada por los accionistas de la Emisora, UENSA S.A. y UGEN S.A., respectivamente, en sus asambleas de fecha 31 de octubre de 2018, habiéndose firmado el correspondiente acuerdo definitivo de fusión el 12 de diciembre de 2018. La fecha efectiva de la Fusión fue el 1 de enero de 2019. La mencionada Fusión se encuentra inscripta en la IGJ bajo el Nro. 4317, del libro: 93, Tomo: -- de Sociedades por Acciones, en fecha 1 de marzo de 2019.

Por otro lado, mediante Resoluciones Nro. 20.076 y 20.077, el Directorio de la CNV aprobó la liquidación de UGEN

S.A. y UENSA S.A., respectivamente, y la transferencia de la autorización de oferta pública oportunamente otorgada a UGEN S.A. y UENSA S.A., respectivamente, a favor de la Emisora. La disolución de UENSA S.A. se encuentra inscrita en la IGJ bajo el Nro. 4315, del libro: 93, Tomo: - de Sociedades por Acciones, en fecha 1° de marzo de 2019. Asimismo, la disolución de UGEN S.A. se encuentra inscrita en la IGJ bajo el Nro. 4316, del libro: 93, tomo: - de Sociedades por Acciones, en fecha 1° de marzo de 2019.

El objetivo de la Fusión fue simplificar nuestras operaciones y optimizar nuestras estructuras administrativa y técnica, de modo de alcanzar sinergias y eficientizar las operaciones y el desarrollo de nuestro negocio.

Medio ambiente y Sustentabilidad

La gestión ambiental es una prioridad fundamental en las operaciones y actividad comercial de la Emisora. Nuestras Centrales y operaciones se encuentran sujetas a regulación gubernamental, incluidas leyes, reglamentaciones, normas, pautas, políticas y directivas rigurosas e integrales, tanto a nivel federal, provincial como local y otros requerimientos relativos o que regulan, entre otros, lo siguiente: emisiones atmosféricas; vertidos al agua; almacenamiento, manipulación, uso, disposición, transporte y distribución de materiales peligrosos, residuales y otros materiales regulados, como productos químicos; la prevención de liberación de materiales peligrosos al medio ambiente; la presencia y remediación de materiales peligrosos en el suelo y aguas subterráneas, tanto dentro como fuera del sitio; la protección de recursos naturales; asuntos relativos a zonificación y explotación del suelo; y cuestiones relativas a la seguridad y salud ocupacional. Consideramos la protección del medio ambiente como un área de rendimiento y, como tal, las cuestiones ambientales están incluidas dentro de las responsabilidades de nuestros principales ejecutivos.


Seguros

Entendemos que el nivel de cobertura de seguros que hemos contratado para nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios es razonablemente adecuado de acuerdo con los riesgos que enfrentamos y es comparable al nivel de cobertura de seguros contratada por otras empresas de tamaño similar que operan en la misma industria en Argentina.

Actualmente contamos con un paquete integral de seguros contra daños a la propiedad e interrupción de las operaciones, entre otros. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos como las centrales eléctricas, oficinas, equipamiento y subestaciones, además del costo de interrupción de las operaciones causada por roturas de equipos o catástrofes. Contratamos un seguro contra terceros, incluido seguro por accidentes de trabajo y seguro adicional de responsabilidad civil automotor. También contratamos un seguro “Contra Todo Riesgo de Contratistas” para nuestros cuatro sitios de construcción, contra riesgos relativos a la construcción y montaje que surjan como consecuencia de paros, huelgas, terremotos, granizo, incendios, tormentas, inundaciones y explosiones, con cobertura por responsabilidad civil.

Contratamos los seguros con compañías aseguradoras globales y locales, como Starr, Sura y Sancor, según se detalla en la siguiente tabla.

Asegurado	Compañía de Seguro	Ramo Asegurado	Suma Asegurada	Inicio Vigencia	Fin de Vigencia
MSU Energy	Starr	Responsabilidad Civil D&O	US\$ 15.000.000	14/12/2022	14/12/2023
MSU Energy	Berkley - Seguros Sura	Responsabilidad Civil	US\$ 50.000.000	23/1/2023	23/1/2024
MSU Energy	Seguros Sura S.A.	Todo Riesgo Operativo	US\$ 997.616.888 (Daños Materiales y Pérdida de Beneficio)	31/10/2022	31/10/2023
MSU Energy	Sancor Seguros	Ambiental	\$ 50.837.806	18/8/2022	18/8/2023


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

General Rojo					
MSU Energy Barker	Sancor Seguros	Ambiental	\$ 35.662.507	1/2/2023	1/2/2024
MSU Energy Villa Maria	Sancor Seguros	Ambiental	\$ 46.852.122	1/2/2023	1/2/2024
MSU Energy	Hanseatica	Transporte Mercaderías	US\$ 1.500.000	23/7/2022	23/7/2023

Seguridad y Mantenimiento

Implementamos y cumplimos con los procedimientos estándares de seguridad en Argentina, a los fines de garantizar la seguridad de nuestros empleados y contratistas y de las comunidades en donde nuestras operaciones se encuentran localizadas. En términos de eficiencia operacional, nos focalizamos en garantizar a largo plazo la disponibilidad, confianza e integridad de bienes con políticas de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo.

Nuestros contratos con proveedores de mantenimiento y asistencia técnica tienen un plazo promedio de 10 (diez) años. Hemos seleccionado cuidadosamente nuestros proveedores de turbinas y equipos a través de un proceso de evaluación, focalizando en su historial comercial. Hemos suscripto contratos con General Electric que nos han ayudado a desarrollar las Centrales y asegurar la regular disponibilidad de componentes y reemplazo de partes para el correcto funcionamiento y mantenimiento de las turbinas y motores, estableciendo bases mínimas para la disponibilidad de generación de electricidad y que nos ayudará a predecir en una mejor medida los costos de mantenimiento e inversión. Para mayor información, véase “*Nuestros Contratos Significativos*” en esta sección.

Competencia

La demanda de energía y electricidad en Argentina es atendida por varias empresas generadoras de energía, tanto estatales como privadas. Estas empresas persiguen el derecho de ofrecer capacidad de generación y electricidad y de desarrollar proyectos a fin de atender la creciente demanda de energía eléctrica en el país. La mayoría de nuestros competidores son significativamente más grandes y cuentan con recursos considerablemente mayores que nuestra empresa. Debido a la significativa brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina (que se ha traducido en cortes de electricidad voluntarios y forzosos en tiempos de mayor consumo estacional), no ha habido una presión competitiva notoria en el sector eléctrico argentino en los últimos 12 (doce) años. En años recientes, los cortes de electricidad han resultado en significativas importaciones de energía de países vecinos.

De conformidad con información proveniente de CAMMESA, durante el pico de demanda histórico experimentado en el verano de 2023 se registró el último récord de potencia alcanzando 29.105 MW.

Asimismo, ampliar la brecha entre oferta y demanda de electricidad mediante el incremento de la oferta de electricidad fue prioritario para el anterior gobierno de Mauricio Macri, lo cual se refleja en el hecho de que la primera resolución adoptada por el ex Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, tuvo por fin reformar el sistema tarifario y el marco regulatorio del sector. Con respecto a la generación de energía, el ex Ministerio de Energía y Minería, Juan José Aranguren, informó públicamente la necesidad de nueva capacidad de generación, lo cual fue resuelto mediante el aumento de fuentes de energía térmica y renovable por parte de empresas del sector privado, y tomó medidas para incrementar la capacidad de generación a los fines de asegurar el suministro de energía eléctrica y reducir la necesidad de importaciones provenientes de países vecinos. En tal sentido se realizaron las licitaciones de generación térmica denominadas, Resolución 21 de SEE y Resolución 287 de la misma secretaría. A la vez, se realizaron las licitaciones de generación de fuente renovable, Renovar 1, 1.5, 2 y 3. Como resultado, creemos que no existirá competencia significativa en Argentina en el mercado de energía eléctrica de corto a mediano plazo, más allá de competencia por nuevas licitaciones que puedan convocarse.

Acciones judiciales

Nuestra actividad comercial nos expone a posibles litigios relacionados con materias laborales, regulatorias, impositivas y administrativas, investigaciones gubernamentales, reclamos por daños, disputas contractuales y acciones penales, entre otras materias.

Se iniciaron acciones legales por una asociación medioambiental contra la Emisora alegando la falta de permisos en el proceso de construcción de la Central General Rojo y solicitando la suspensión de la construcción y operación de la Central General Rojo. El reclamo fue acompañado por una medida cautelar contra la construcción de la Central General Rojo, lo que fue denegado en primera instancia ante el juzgado federal y en segunda instancia ante la cámara federal de apelaciones. Posteriormente, se presentó una segunda medida similar contra la construcción de la central de energía, que también fue derrotada en primera instancia ante un juez federal. Es nuestro entendimiento que contamos con la totalidad de los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central General Rojo. El juicio se encuentra en la etapa probatoria. Estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central General Rojo podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Asimismo, se iniciaron acciones legales por algunos individuos contra el Organismo Provincial de Desarrollo Sustentable (OPDS) alegando irregularidades en la resolución que otorgó el certificado de aptitud ambiental a la Central Barker y donde fuimos citados como terceros coadyuvantes. Es de nuestro entendimiento que el certificado fue tramitado de acuerdo a la normativa aplicable, y estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central Barker podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Adicionalmente, ciertos grupos ambientales iniciaron nuevas acciones legales contra la Emisora alegando la falta de permisos en la construcción de la Central Barker y la posible afectación al medio ambiente. Fuimos notificados y respondimos a este reclamo. Es nuestro entendimiento que contamos con la totalidad de los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central Barker. El juicio se encuentra en la etapa probatoria. Estimamos que tendremos resultados exitosos respecto de las acciones legales iniciadas. En caso de obtener resultados negativos, la Emisora podría ser multada y/o la operación de la Central Barker podría ser suspendida, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condiciones financieras.

Permisos y Autorizaciones Regulatorias

En relación con nuestras Centrales, contamos con la totalidad de los permisos o permisos preliminares que son requeridos para la operación de las mismas. Dichos permisos se encuentran plenamente vigentes y no hemos recibido ninguna notificación de procesos de revocación o cancelación de los mismos. No existe razón para creer que los permisos o permisos preliminares que son requeridos para la operación de las Centrales no serán obtenidos en el curso ordinario.


Nuestros Contratos Significativos

Los siguientes son resúmenes de los términos materiales de ciertos contratos relacionados con nuestras Centrales eléctricas. Estos resúmenes no deben ser considerados como la totalidad de los términos y condiciones de dichos contratos. Consecuentemente, los siguientes resúmenes se encuentran calificados en su totalidad por referencia a cada uno de dichos contratos.

Los PPA (Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica)

Introducción

El 22 de marzo de 2016, por medio de la Resolución SEE 21/2016, la SEE anunció que se convocaría una licitación para la instalación de nueva capacidad de generación de energía a incorporarse durante el verano (noviembre a abril) de 2016/2017, el invierno (mayo a octubre) de 2017, o el verano (noviembre a abril) de 2017/2018.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


En virtud de dicha licitación, nos han sido adjudicados los siguientes PPAs, por un plazo de 10 (diez) años en Dólares Estadounidenses para vender un total de 432,55 MW de capacidad de generación de energía promedimensual a CAMMESA: (a) el PPA General Rojo Ciclo Simple; (b) el PPA Barker Ciclo Simple, y (c) el PPA Villa María Ciclo Simple (conjuntamente, los “PPAs Ciclo Simple”).

Cada uno de dichos PPAs Ciclo Simple está expresamente sujeto a (y regido por) las normas que rigen el mercado mayorista de energía en Argentina, las leyes argentinas y ciertas resoluciones, así como el pliego de bases y condiciones de la licitación en el marco de la cual fuimos adjudicados con dichos PPAs Ciclo Simple.

La siguiente tabla muestra un resumen de los principales términos y condiciones de los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016:

Ciclo Simple	General Rojo PPA	Barker PPA	Villa María PPA
Fecha de ejecución	4 de agosto de 2016	25 de julio de 2016, conforme fuera modificado el 26 de octubre de 2017	29 de diciembre de 2016
Fecha comprometida	30 de enero de 2017 ⁽¹⁾	15 de noviembre de 2017 ⁽²⁾ , conforme fuera modificado el 30 de diciembre de 2017	31 de enero de 2018
Fecha de operación comercial	13 de junio de 2017	29 de diciembre de 2017	25 de enero de 2018
Multa máxima por no cumplir con la fecha de operación comercial (US\$/día) ⁽³⁾	301.413	288.930	284.850
Promedio de capacidad contratada mensual - Gas Natural (MW)	144,217	145,191	143,141
Promedio de capacidad contratada mensual - Diesel (MW)	142,719	143,714	141,785
Pago de capacidad fija (US\$/MW/mensual)	20.900	19.900	19.900
Pago Variable - Gas Natural (US\$/MWh)	8,50	8,50	8,50
Pago Variable - Diesel (US\$/MWh)	12,50	12,50	12,50
Consumo específico de Gas Natural promedio garantizado (Kcal/KWh)	2.234	2.231	2.236
Consumo específico de Diesel promedio garantizado (Kcal/KWh)	2.250	2.245	2.252
Bono de finalización (US\$)	18.084.770	17.335.786	17.091.016

(1) La fecha estimada de Inicio de la Operación Comercial establecida en el PPA de General Rojo era el


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

30 de enero de 2017. Sin embargo, debido a razones de fuerza mayor, General Electric, nuestro contratista para la construcción de las centrales, solicitó una extensión en dicho término lo que resultó en un retraso en la fecha de Inicio de Operación Comercial al 13 de junio de 2017. Para mayor información, véase la Nota 14 a nuestros estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) La Fecha Comprometida establecida en el PPA de Barker era el 15 de noviembre de 2017. Sin embargo, a partir de una enmienda al PPA para cambiar la ubicación de la central, la Fecha Comprometida se extendió al 30 de diciembre de 2017. El inicio de Operación Comercial fue el 29 de diciembre de 2017. Ver “*Garantía de Cumplimiento y Penalidades*”.

(3) La penalidad tiene un máximo establecido en la Garantía de Cumplimiento que se describe más abajo (la que es equivalente a un retraso de 60 días).


En agosto de 2017, presentamos nuestras ofertas a la Secretaría de Energía (ex Secretaría de Energía Eléctrica) en el llamado a licitación implementado por la Resolución SEE 287-E/2017. El propósito de dicha licitación fue la promoción de la expansión de la capacidad de generación mediante la construcción de centrales de cogeneración y la expansión de la capacidad de las centrales termoeléctricas de ciclo simple por medio de su conversión en centrales de ciclo combinado, mejorando la eficiencia en la utilización del gas natural y el gasoil.

En virtud de dicha licitación, nos han sido adjudicados los siguientes PPAs, por un plazo de 15 (quince) años en Dólares Estadounidenses para vender un total de 310,57 MW de capacidad de generación de energía promedio mensual a CAMMESA: (a) el PPA General Rojo Ciclo Combinado; (b) el PPA Barker Ciclo Combinado, y (c) el PPA Villa María Ciclo Combinado (todos ellos en conjunto, los “PPAs Ciclo Combinado” y en forma conjunta con los PPAs Ciclo Simple, los “PPAs”).

Cada uno de dichos PPAs Ciclo Combinado está expresamente sujeto a (y regido por) las normas que rigen el mercado mayorista de energía en Argentina, las leyes argentinas y ciertas resoluciones, así como el pliego de bases y condiciones de la licitación en el marco de la cual nos han sido adjudicados dichos PPAs Ciclo Combinado.

La siguiente tabla muestra un resumen de los principales términos y condiciones de nuestros PPAs Ciclo Combinado:

Ciclo Combinado	General Rojo PPA	Barker PPA	Villa Maria PPA
Fecha comprometida ⁽¹⁾	29 de mayo de 2020 prorrogado al 15 de noviembre de 2020	30 de julio de 2020 prorrogado al 15 de noviembre de 2020	30 de junio de 2020 prorrogado al 15 de noviembre de 2020
Fecha de operación comercial	20 de agosto de 2020	31 de octubre de 2020	15 de agosto de 2020
Promedio de capacidad contratada mensual	105,37MW	105,00MW	100,20MW
Pago de capacidad fija (US\$/MW/mensual)	18.900	19.900	19.900
Pago Variable - Gas Natural (US\$/MWh)	10,40	8,80	12,70
Pago Variable - Diesel (US\$/MWh)	1,00	1,00	1,00
Consumo específico de Gas Natural	1.680	1.680	1.680


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

promedio garantizado (Kcal/KWh)

Consumo específico de Diesel promedio garantizado (Kcal/KWh)	1.750	1.700	1.750
--	-------	-------	-------

(1) Con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN- SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE Nro. 287/2017. La suspensión se fundó en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU Nro. 297 del 19 de marzo de 2020. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379- APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730- APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020.

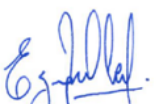
Estructura de precios

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación contiene dos elementos principales: un pago por capacidad fija (el "Pago por Capacidad Fija") y un pago variable (el "Pago Variable"). El Pago por Capacidad Fija consiste en un cargo fijo por MW por mes para nuestra capacidad contratada en virtud de cada PPA (la "Capacidad Contratada"). A fin de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, nuestra Capacidad Contratada debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para prestar el servicio (excluidos los momentos de mantenimiento programado, restricción de provisión de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente. El Pago Variable consiste en un cargo variable basado en la cantidad real de electricidad que generamos y suministramos cuando CAMMESA lo solicita. El Pago Variable está diseñado para cubrir los costos de operación y mantenimiento (excluido el consumo de combustible) en los que incurrimos sobre la base de la cantidad de energía generada y el tipo de combustible utilizado.

Aproximadamente el 90% de nuestros ingresos están conformados por Pagos por Capacidad Fija, y el porcentaje restante representa Pagos Variables basados en los costos operativos (excluido el consumo de combustible) para generar la energía que suministramos. Asimismo, el precio que paga CAMMESA en virtud de los PPA, incluye una suma que corresponde al pago de, o reembolso de cargos y costos de transmisión pagados al ENRE y CAMMESA, según se determina sobre la base de la información publicada mensualmente por CAMMESA.

Bajo los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, conforme el Artículo 7 del pliego de bases y condiciones, el Pago por Capacidad Fija se reduce a un cargo por indisponibilidad de US\$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no se encuentra disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("Cargos por Indisponibilidad"). Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US\$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable. Para mayor información, véase "Disposiciones sobre rescisión y resolución" en esta sección.

Respecto a los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, conforme el Artículo 7 del pliego de bases y condiciones, el Pago por Capacidad Fija se reduce a un cargo por indisponibilidad de US\$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no se encuentra disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio. Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US\$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable. Para mayor información, véase "Disposiciones sobre


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

rescisión y resolución en esta sección.

Las condiciones de pago están especificadas en las regulaciones aplicables. En virtud de dichas regulaciones, actualmente, CAMMESA, se compromete a efectuar los pagos dentro de los 30 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de las "liquidaciones de venta" y los montos son ajustados (aumentados o disminuidos) en Pesos sobre la base de referencia del tipo de cambio de Dólar Estadounidense aplicable al Día Hábil anterior en que dicho pago fue efectuado. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago estén contenidas en (y están sujetas a) los reglamentos (que están sujetos a modificaciones) implica un riesgo de cambio de ley con respecto a las condiciones de pago de los PPA. Ver "*Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio - Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.*"

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

Si los fondos de CAMMESA son insuficientes para cancelar los pagos adeudados, la Sección 3.14 de la Resolución Nro. 21/2016 estipula que los PPAs en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPAs vigentes con el Banco de Inversiones y Comercio Exterior ("BICE") como fiduciario. Dicha sección también prevé que la prioridad de pago es equivalente a la estipulada para el pago del costo del combustible líquido utilizado en la generación de energía.

Pago por Capacidad Fija y Pago Variable por Central

En virtud del PPA General Rojo Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 20.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MW/h y US\$ 12,5 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA General Rojo Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 18.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 10,40 por MW/h y US\$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

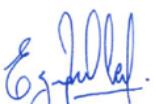
En virtud del PPA Barker Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija es igual a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MWh y US\$ 12,5 por MWh por ventas de electricidad con gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA Barker Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,80 por MW/h y US\$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

En virtud del PPA Villa María Ciclo Simple, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 8,50 por MW/h y US\$ 12,5 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente. En virtud del PPA Villa María Ciclo Combinado, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 19.900 por MW por mes y el Pago Variable de US\$ 12,70 por MW/h y US\$ 1,00 por MWh como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural o gasoil, respectivamente.

Suministro de combustible

En relación con los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, el combustible necesario para operar nuestras Centrales (gasoil o gas natural) es suministrado por CAMMESA. Bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, se requiere que el combustible sea obtenido por la Emisora de terceras partes, en lugar de que dicho combustible sea provisto directamente por CAMMESA, siendo el costo incurrido compensado por CAMMESA al precio determinado por CAMMESA.

No obstante, en el marco de la Resolución SEE 354/2020, a partir del 1 de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener la totalidad del combustible, mitigando de esa forma el riesgo de


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

suministro y defijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

CAMMESA es actualmente el único responsable de proveer combustible en el mercado de energía de Argentina. Por lo tanto, la imposibilidad de nuestras Centrales de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de la imposibilidad de CAMMESA de suministrar los combustibles, no desencadenará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de cargos por indisponibilidad.

Somos responsables bajo los términos de cada PPA Ciclo Simple de contar con disponibilidad de capacidad de almacenamiento adecuada para gasoil de modo de permitir por lo menos, 120 horas de operación automática y continua en cada una de las Centrales a capacidad máxima (con excepción de que el combustible sea transportado a través de gasoductos).

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

- De conformidad con el PPA General Rojo Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.234 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.250 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Barker Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.230 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.245 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Villa María Ciclo Simple, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.236 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 2.252 kcal/kWh en el caso del diesel.

Conforme cada PPA Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado se encuentra cubierto de la siguiente manera:

- De conformidad con el PPA General Rojo Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.750 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Barker Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.700 kcal/kWh en el caso del diesel.
- De conformidad con el PPA Villa María Ciclo Combinado, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y de 1.750 kcal/kWh en el caso del diesel.

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

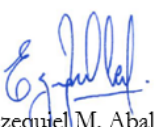
Plazo

El plazo de vigencia de los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 es de 10 (diez) años, mientras que el plazo de vigencia de los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017 es de 15 (quince) años, en ambos casos comenzando desde la Fecha Comprometida o la Fecha de Habilitación Comercial, la que hubiera ocurrido primero.

Nuestras Centrales de General Rojo, Barker y Villa María alcanzaron sus respectivas Fechas de Operación Comercial bajo los PPA que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 el 13 de junio de 2017, el 29 de diciembre de 2017 y el 25 de enero de 2018, respectivamente.

Nuestras Centrales de Villa María, General Rojo y Barker alcanzaron sus respectivas Fechas de Operación Comercial bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, el 15 de agosto, el 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, respectivamente.

Capacidad Contratada


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


La siguiente tabla muestra la Capacidad Contratada para cada uno de los PPAs sobre la base del tipo de combustible utilizado:

	General Rojo			Barker			Villa Maria		
	PPA 2016		PPA 2017	PPA 2016		PPA 2017	PPA 2016		PPA 2017
	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil	Gas Natural	Gasoil	Gas Natural / Gasoil
Enero	137.74	137.39	104.30	139.55	137.48	104.50	136.71	136.35	99.30
Febrero	139.65	138.43	104.30	139.55	137.48	104.50	136.71	136.92	99.30
Marzo	139.65	140.34	104.30	142.57	140.79	104.50	140.39	138.39	99.30
Abril	147.00	146.70	104.30	147.83	148.41	104.50	147.51	146.45	99.30
Mayo	147.00	146.70	107.50	148.24	146.31	106.00	146.03	144.53	102.00
Junio	147.00	143.77	107.50	147.80	146.19	106.00	146.03	144.53	102.00
Julio	147.00	143.77	107.50	147.80	146.31	106.00	146.03	144.47	102.00
Agosto	147.00	143.77	107.50	147.41	146.19	106.00	145.54	143.87	102.00
Septiembre	147.00	144.65	104.30	147.80	146.19	104.50	145.54	143.87	99.30
Octubre	147.00	146.70	104.30	149.32	148.41	104.50	147.51	146.45	99.30
Noviembre	143.93	141.98	104.30	144.06	142.43	104.50	141.19	139.24	99.30
Diciembre	140.63	138.43	104.30	140.36	138.38	104.50	138.50	136.35	99.30

El promedio de la Capacidad Contratada mensual total bajo los PPAs Ciclo Simple que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 es de 432,55 MW, y consisten en: (a) 144,22 MW conforme el PPA General Rojo Ciclo Simple; (b) 145,19 MW conforme el PPA Barker Ciclo Simple y (c) 143,14 MW conforme el PPA Villa María Ciclo Simple. El promedio de la Capacidad Contratada mensual total bajo los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017 es de 310,57 MW, y consisten en: (a) 105,37 MW conforme el PPA General Rojo Ciclo Combinado; (b) 105,00 MW conforme el PPA Barker Ciclo Combinado y (c) 100,20 MW conforme el PPA Villa María Ciclo Combinado.

Cálculo y forma de pago de los ingresos

Todos los meses, CAMMESA emite una Liquidación de Ventas en la que calcula el monto en Dólares Estadounidenses adeudado por CAMMESA en virtud de cada PPA. Estos montos se convierten y pagan en Pesos, aplicando el tipo de cambio publicado por el BCRA, conforme la Comunicación "A" 3500 al último DíaHábil del mes de Liquidación de Ventas. Con arreglo a la normativa aplicable, CAMMESA nos pagará los montos indicados en la Liquidación de Ventas dentro de los 30 días posteriores (más dos días hábiles requeridos para poder realizar las transferencias bancarias necesarias) a cada fecha de emisión de Liquidación de Ventas y redondeará el monto de su pago en pesos argentinos hacia arriba o hacia abajo sobre la base del tipo de cambio del Dólar Estadounidense


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de referencia vigente el Día Hábil anterior en el que dicho pago sea efectivamenterealizado.

Penalidades

Nos encontraremos sujetos a penalidades por indisponibilidad por hora bajo el Artículo 18 del correspondiente PPA. Dichas penalidades consisten en una reducción de los Pagos por Capacidad Fija en la medida en que no tengamos disponible, o podamos proveer, cualquier porción de nuestra capacidad contratada al momento desolicitud del despachante. Para mayor información, véase – “Estructura de Precios” más arriba.

Se deberá adicionar IVA a cualquier monto que le facturemos a CAMMESA en virtud de los PPA. Los montos de IVA facturados pueden compensarse con nuestro crédito fiscal por IVA acumulado de operaciones anteriores (incluida la importación de bienes, gastos y pagos de CAPEX). Una vez que utilicemos todo nuestro crédito fiscal por IVA, se nos solicitará que remitamos el IVA cobrado a CAMMESA a la AFIP de forma mensual.

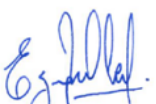
Obligaciones durante las operaciones

El Anexo 1 a la Resolución 61/1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica establece los procedimientos para programar la operación, el despacho y la determinación del precio. Nuestras operaciones están y estarán sujetas a estos procedimientos y se aplicarán penalidades económicas cuando se produzcan incumplimientos. El Artículo 5.4 de los PPAs dispone que, en el caso de que resulten aplicables penalidades económicas por violación de los Procedimientos, estas serán directamente deducidas por CAMMESA del precio de la electricidad vendida por nosotros al MEM. Como generadores y agentes del MEM, estamos sujetos a ciertos requisitos establecidos en los Procedimientos con respecto a la presentación de información sobre liquidación de precios, necesidades de mantenimiento y cualquier modificación a las condiciones comprometidas para suministro reactivo, entre otras. Un incumplimiento injustificado de estas obligaciones de nuestra parte podría resultar en la imposición de multas según lo establezca la Secretaría de Energía Eléctrica sobre la base del daño causado. En el caso de que nuestros generadores produzcan un excedente de más de un cinco por ciento de la energía despachada, CAMMESA nos notificará y no recibiremos pagos por la energía excedente producida.

Disposiciones sobre rescisión y resolución

CAMMESA podrá, en virtud de cada PPA, resolver tales PPA a su entera discreción y en la fecha que decida si se produjera y mantuviera cualquiera de los siguientes hechos de incumplimiento:

1. Si la compañía operativa pertinente perdiera su calidad de agente del MEM para la central correspondiente;
2. Si la compañía operativa pertinente iniciara cualquier acción que resultara en la invalidez o inexigibilidad de sus obligaciones en virtud del PPA pertinente;
3. Si la compañía operativa pertinente se disolviera o iniciara un proceso de liquidación;
4. Si la compañía operativa pertinente entrara en cesación de pagos;
5. Si la compañía operativa pertinente fuera declarada en quiebra;
6. Si la compañía operativa pertinente presentara una solicitud de concurso preventivo o quiebra;
7. Si un tercero presentara una solicitud de quiebra contra la compañía operativa pertinente, y no se apelará tal solicitud en la primera oportunidad procesal para hacerlo;
8. Si se produjera algún hecho o acción que, en virtud de la normativa vigente, desencadenara efectos similares a los descriptos en las cláusulas (i) a (vii) precedentemente;
9. Si la compañía operativa pertinente asignara una porción sustancial de sus activos o derechos que, según el criterio exclusivo de CAMMESA, impida o pudiera impedir el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del PPA aplicable;
10. Si la compañía operativa pertinente celebrara un acuerdo preventivo extrajudicial;


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

11. Si se produjera la imposición de contralor judicial sobre la administración societaria de la compañía operativa pertinente o bien la ejecución de una porción sustancial de los activos de la compañía operativa pertinente para satisfacer una sentencia o reclamo; o
12. Si se produjera un incumplimiento sustancial y repetido o prolongado de nuestra parte respecto de la obligación de suministrar la Capacidad Contratada sin motivos justificados.

En caso de terminación por CAMMESA con causa, no se requiere que CAMMESA nos pague ningún pago por terminación que cubra los costos de capital del proyecto.

Sin embargo, en el caso de que CAMMESA resuelva incorrectamente sin causa un PPA, la ley argentina le permite a la Emisora presentar un reclamo por daños en razón de la resolución indebida de dicho contrato.

Fuerza mayor

El alcance y los efectos de un acto fortuito o hecho de fuerza mayor están regulados por el Artículo 1730 y las disposiciones relacionadas del Código Civil y Comercial argentino (en el caso de los PPAs Ciclo Combinado, sólo aplicable a partir de la Fecha de Habilitación Comercial).

Ley aplicable y resolución de conflictos

Los PPAs se rigen por la ley argentina. Las partes deben intentar resolver toda controversia que surja entre ellas, si correspondiera, mediante negociación directa a través de sus agentes dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que una de las partes reciba una notificación por escrito de la otra informando la existencia de una controversia. Si las partes no pudieran alcanzar un acuerdo dentro del plazo de 30 días, deberán designar demutuo acuerdo un mediador, quien deberá intentar asistirlos para que lleguen a un acuerdo (aunque no tendrá la facultad de emitir decisiones vinculantes). En el caso de que la mediación no resulte exitosa tras el transcurso de 30 días, cualquiera de las partes podrá presentar la controversia ante los tribunales nacionales en lo civil y comercial con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, renunciando así a cualquier otra jurisdicción que pudiera corresponderles.

Cesión

No se permite ceder derecho u obligación alguna en virtud de los PPAs sin que medie acuerdo escrito entre las partes y en la medida en que dicha cesión sea previamente autorizada por la Secretaría de Gobierno de Energía. Sin embargo, está permitido ceder libremente las cuentas a cobrar de CAMMESA en virtud de los PPAs sin la necesidad de solicitar ningún consentimiento o autorización. CAMMESA se reserva el derecho de transferir proporcionalmente sus derechos y obligaciones bajo los PPAs a grandes usuarios y distribuidores de acuerdo con los reglamentos de implementación aún no emitidos, y sin necesidad de nuestro consentimiento.

Contratos de ingeniería, abastecimiento y construcción


G.E. Packaged Power, Inc., General Electric International, Inc., Sucursal Argentina y G.E. Global Parts & Products GMGH son referidos en adelante de manera conjunta como los "Contratistas EPC GE".

Central Térmica General Rojo

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 3 de agosto de 2016, MSU Energy celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal Argentina, de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central General Rojo bajo la modalidad llave en mano para la provisión de determinados servicios en Argentina (el "Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple"). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple fue de US\$ 34.139.697 más IVA dentro de los 240 días posteriores a la Fecha de Operación Comercial de la Central General Rojo. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, MSU Energy suscribió un contrato con G.E. Packaged Power Inc., para la provisión de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central General Rojo (el "Contrato EPC").


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Off-Shore General Rojo Ciclo Simple”, y junto con el Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple, los “Contratos EPC General Rojo Ciclo Simple”). El precio a pagar a G.E. Packaged Power Inc. en virtud del Contrato EPC Off-Shore General Rojo Ciclo Simple fue de US\$ 93.650.303 en cuotas vinculadas a hitos específicos. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, MSU Energy y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el “Contrato EPC General Rojo Ciclo Combinado”), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a MSU Energy para la expansión de la Central General Rojo de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, MSU Energy se comprometió a pagar a AESA una suma total de miles de US\$ 118.183. Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora canceló la totalidad de la deuda.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC General Rojo Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Por último, el 21 de diciembre de 2016, MSU Energy suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fecha 5 de septiembre de 2017, 8 de marzo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, “CSA General Rojo”) con GE Packaged Power Inc. y General Electric International, Inc., Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y MSU Energy, las “Partes”) para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina de gas recientemente instalada), lo que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones anuales, junto con mantenimiento no planificado. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US\$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US\$ 90.000 por unidad cubierta. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central por espacio de un año (renovable).

Central Térmica Barker

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 19 de diciembre de 2016, la Emisora celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal Argentina, modificado el 28 de junio de 2017, para la provisión de ciertos servicios de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central Barker bajo la modalidad llave en mano (el “Contrato de EPC On-Shore Barker Ciclo Simple”). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore Barker Ciclo Simple fue de US\$ 56.031.206,85 más IVA. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, la Emisora suscribió un contrato con G.E. Packaged Power Inc., para la provisión de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central Barker (el “Contrato EPC Off- Shore Barker Ciclo Simple”). El precio a pagar a G.E. Packaged Power Inc. en virtud del Contrato EPC Off-Shore Barker Ciclo Simple es de US\$ 72.726.556,38 más IVA. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, la Emisora y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el “Contrato EPC Barker Ciclo Combinado”), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a la Emisora para la expansión de la Central Barker de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, la Emisora se comprometió a pagar a AESA la suma total de miles de US\$ 118.183. Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora canceló la totalidad de la deuda.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC Barker Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Por último, con fecha 21 de diciembre de 2016, la Emisora suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fecha 19 de septiembre de 2017, 8 de mayo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, el "CSA Barker") con Packaged Power Inc. y General Electric International, Inc. Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y MSU Energy, las "Partes") para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina recientemente instalada), lo que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones anuales, junto con mantenimiento no planificado. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US\$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US\$ 90.000 por unidad. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central por espacio de un año (renovable).

Central Térmica Villa María

Contratos de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondientes al ciclo simple

El 18 de febrero de 2017, la Emisora celebró un contrato con General Electric International, Inc. Sucursal Argentina, de ingeniería, abastecimiento y construcción de la Central Villa María bajo la modalidad llave en mano para la provisión de determinados servicios en Argentina (el "Contrato de EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple", y junto con el Contrato EPC On-Shore General Rojo Ciclo Simple y el Contrato EPC On-Shore Barker Ciclo Simple, los "Contratos EPC On-Shore Ciclo Simple"). El precio a pagar a General Electric International Inc., Sucursal Argentina en virtud del Contrato EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple fue de US\$ 53.999.759 más IVA. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.

En la misma fecha, la Emisora suscribió un contrato con G.E. Global Parts & Products GMBH para la compra de equipamiento, incluidas las tres turbinas LM6000-PC Sprint destinadas a la Central Villa María (el "Contrato EPC Off-Shore Villa María Ciclo Simple", y junto con el Contrato EPC On-Shore Villa María Ciclo Simple, los "Contratos EPC Villa María Ciclo Simple", y conjuntamente con el Contrato EPC Off-Shore General Rojo Ciclo Simple y el Contrato EPC Off-Shore Barker Ciclo Simple, los "Contratos EPC Off-Shore Ciclo Simple"). El precio a pagar a G.E. Global Parts & Products GMBH en virtud del Contrato EPC Off-Shore Villa María Ciclo Simple fue de US\$ 65.059.434 en 3 cuotas. Al 31 de diciembre de 2022, no se adeudan valores por el mencionado contrato.


Contrato de Ingeniería, Abastecimiento y Construcción correspondiente al ciclo combinado

El 7 de marzo de 2018, la Emisora y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el "Contrato EPC Villa María Ciclo Combinado"), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a la Emisora para la expansión de la Central Villa María de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, la Emisora se comprometió a pagar a AESA la suma total de miles de US\$ 117.528. Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora canceló la totalidad de la deuda.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2018 y en virtud del Contrato EPC Villa María Ciclo Combinado, AESA subcontrató con GE Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, la provisión de equipamiento y servicios técnicos relacionados con la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado.

Contrato de mantenimiento de la Central

Finalmente, el 18 de febrero de 2017, la Emisora suscribió un Contract Service Agreement (tal como fuera enmendado con fechas 8 de mayo de 2018 y 6 de noviembre de 2018, el "CSA Villa María") con G.E. Global Parts & Products GMBH y General Electric International, Inc. Sucursal Argentina (conjuntamente los Contratistas EPC GE y


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

MSU Energy, las “Partes”) para el mantenimiento de las turbinas instaladas en la central (incluyendo la cuarta turbina recientemente instalada), que incluye servicios de mantenimiento menor y mayor durante la vigencia de nuestros PPAs. El trabajo de mantenimiento planificado consiste en inspecciones anuales, junto con mantenimiento no planificado. Como parte del contrato, General Electric garantiza una disponibilidad del 97% de las turbinas y, en caso de que no se alcance ese porcentaje garantizado, se aplicará una penalidad equivalente a US\$ 30.000 por punto porcentual de disponibilidad garantizada no alcanzado, con un tope de US\$ 90.000 por unidad. General Electric también proporcionará un ingeniero que supervisará en el sitio y de forma exclusiva la operación de la central.

Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación

Aspectos normativos del sector de generación de energía eléctrica

Antecedentes

A inicios de la década de 1990, el sector eléctrico históricamente caracterizado por la planificación, centralización y administración del Estado Nacional se encontraba en crisis, producto de la escasez de oferta de generación de energía eléctrica. Esta restricción condujo a la necesidad de instrumentar cortes rotativos que afectaron no solo el suministro del sector industrial sino también al sector residencial y comercial. La crisis se agudizó a fines del año 1988 producto de tres elementos: la reducida generación de energía hidroeléctrica, la salida de servicio de la central nuclear de Atucha y un incendio ocurrido en la provincia de La Pampa que afectó una línea de transporte de electricidad desde El Chocón, comprometiendo aún más la ya débil situación del sistema eléctrico. La falta de oferta de energía se atribuyó, en gran medida, a la “falta de inversiones en materia de generación”.

Este contexto crítico condujo a la necesidad de incrementar los niveles de inversión a fin de ampliar la potencia instalada, para ello se inició el proceso de privatización de las empresas del Estado Nacional en el sector: SEGBA, HIDRONOR y Agua y Energía.

El antiguo modelo centralizado de gestión del sistema eléctrico se modificó drásticamente con la Ley Nro. 24.065, sancionada en 1992, que estableció un nuevo marco regulatorio para el sector a fin de dinamizar los niveles de inversión y mejorar la eficiencia del sistema. El sector se separó en tres etapas: generación, transmisión y distribución, al tiempo que se estableció la normativa aplicable a cada una de ellas.

El transporte y distribución de electricidad fueron considerados servicios públicos y definidos como monopolios naturales, regulados por el Estado Nacional en el caso del transporte y por las jurisdicciones provinciales en lo que respecta a la distribución. Por su parte, la generación eléctrica, si bien continuó siendo regulada por el Estado, no fue considerada una actividad monopólica y pasó a funcionar bajo un esquema de libre competencia. Sin embargo, debe destacarse que la regulación estatal se mantuvo en términos de la operación de las centrales hidroeléctricas que requieren de una concesión por parte del Gobierno Nacional, así como en los nuevos proyectos de generación que, si bien no requieren de una concesión, deben ser registrados ante la Secretaría de Energía de la Nación.

Bajo este nuevo marco normativo, se creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) a fin de regular el transporte en alta tensión y la distribución de energía eléctrica en la región metropolitana de Buenos Aires (“AMBA”). En tanto que la distribución a nivel provincial pasó a estar regulada por los entes provinciales de cada jurisdicción. En el caso del AMBA, con la particularidad de que las empresas que prestan servicio en el área -Edenor y Edesur- involucran territorios de dos jurisdicciones diferentes (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires), permanecieron bajo jurisdicción nacional.

Se instauró además el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) que hizo necesaria la creación de una entidad encargada de su gestión y del despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”). Esta función se delegó en una empresa mixta, Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (“CAMMESA”), cuyo capital accionario está dividido por partes iguales en cinco grupos: el Estado nacional y las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión, distribución y a los grandes usuarios.

Mercado Eléctrico Mayorista: definiciones generales

Tras la privatización del sector, las transacciones entre los diferentes participantes del mercado eléctrico se organizaron a través del MEM. Allí los generadores, distribuidores y los grandes usuarios de electricidad podían comprar y vender energía eléctrica a precios determinados por la oferta y la demanda, a la vez que se les permitía participar en contratos de suministro de electricidad a largo plazo. Así, el MEM consistía en un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales eran acordadas directamente entre vendedores y compradores.

Adicionalmente, funcionaba un mercado spot, en donde los precios eran establecidos por hora en función del costo económico de producción y un sistema estabilizado de precios al contado a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores de energía eléctrica.

Las transacciones entre los diferentes participantes de la industria de energía eléctrica se llevaban a cabo a través del MEM y consistían en:

- Mercado a término: en el que las cantidades, los precios y las condiciones contractuales eran acordadas directamente entre vendedores y compradores, actualmente limitado al mercado de Energía Plus y al Mercado a Término de Energías Renovables.
- Mercado spot: en el que los precios eran establecidos por hora en función del costo económico de producción. Estos precios dependían de la categoría en que revista la parte compradora: (i) Precio SPOT horario: grandes usuarios mayores (GUMAS), Autogeneradores (cuando actúan como demandantes) y Generadores (para cubrir los faltantes de los contratos del Mercado a Término). Las ventas en el mercado SPOT se valorizaban, en todos los casos, al precio SPOT horario calculado por CAMMESA para cada día, representando el costo de abastecer un MW adicional de demanda en cada barra (nodo) del sistema; (ii) Precio Estacional (PEST): Prestadores del Servicio Público de Distribución (Distribuidores).

Los precios en el MEM se asociaron a los costos económicos de corto y largo plazo. En el corto plazo vinculados al uso eficiente de los recursos disponibles para abastecer la demanda y en el largo, con los costos de expansión de la capacidad de generación y transmisión para abastecer la demanda de potencia y acotar los costos de falla. A su vez, los precios a grandes usuarios del MEM tenían variabilidad en cada mes de transacción, aunque según criterio de ley su estabilización podría lograrse mediante contratos del mercado a término. Por su parte, los precios a distribuidores eran estabilizados (PEST) trimestralmente. Se definió que CAMMESA sería la entidad responsable de este cálculo, la que adicionalmente debería ser aprobada por resolución de la Secretaría de Energía. En caso de que el PEST se encontrara por debajo del precio mayorista, la diferencia resultante era saldada con subsidios del Estado nacional.

Con la sanción de la Ley de Emergencia Pública en 2002, la entonces Secretaría de Energía definió un conjunto de medidas destinadas a evitar un incremento pronunciado e inmediato sobre el precio de la energía eléctrica. Si bien, en principio, fueron establecidas con carácter transitorio, muchas de ellas se prolongaron en el tiempo modificando de hecho los mecanismos de fijación de precios contemplados en el marco regulatorio.

En este sentido, el sistema marginal de precios a corto plazo pasó a fijarse a través de un esquema de precios administrados, se pesificaron los precios de potencia, energía y de los distintos costos variables de producción. Además, con el propósito de alcanzar un precio estabilizado aplicable a la determinación de la programación estacional, se autorizó la operatoria en un mercado spot anticipado.

En 2003, la Resolución Nro. 240 modificó la sanción del precio spot en el MEM, determinándose a partir de entonces en función al costo variable de producción con gas natural de las unidades de generación disponibles, independientemente de que éstas se encontraran generando con este combustible. Así, el costo adicional derivado del consumo de combustibles líquidos fue trasladado por fuera del precio de mercado sancionado, en calidad de sobre costo transitorio de despacho. Adicionalmente, se instruyó a CAMMESA a priorizar el abastecimiento de la demanda, despachando la generación disponible, cualquiera fuera su costo, antes de proceder a la aplicación de restricciones sobre la demanda. De este modo, la alteración sobre el esquema de despacho a costo mínimo permitió

priorizar la generación térmica. Además, se determinó el tope máximo para el precio spot fijándolo en \$120/MWh (US\$41/MWh, según el tipo de cambio promedio en 2003).

En 2004, la situación hacía necesaria una reconsideración del esquema tarifario vigente, pero, ante la situación económica y social, las autoridades definieron postergar los incrementos. En el caso del precio estacional, se realizaron modificaciones, pero, estableciendo diferencias sobre las distintas categorías de usuarios, determinado que no se aplicaran incrementos sobre los usuarios residenciales. Por tanto, ante la falta de adecuación de precios estacionales que permitieran reflejar los mayores costos de generación, se procedió a realizar revisiones parciales que no trasladaron la variación de los costos del sistema a las tarifas de los usuarios residenciales y, por ende, redundaron en un nivel creciente de subsidios al sector de generación de energía eléctrica.

De esta forma, tras el abandono del régimen de convertibilidad en el 2001, la operación del MEM fijada por el marco regulatorio de la década de 1990 fue limitándose progresivamente y quedó acotada, tras la promulgación de la Resolución Nro. 95/2013 de la Secretaría de Energía, al mercado de Energía Plus. Por otro lado, el precio spot máximo para la sanción de los precios en el mercado eléctrico mayorista se mantuvo inalterado hasta 2017.

La persistencia desde comienzos del presente siglo de precios estacionales por debajo del costo monómico de generación derivó en una situación deficitaria de carácter estructural que implicó la necesidad de crecientes aportes por parte del Estado Nacional a fin de dotar de recursos al fondo de estabilización.

A finales de 2015, se inició un proceso de recomposición de los precios mayoristas de la energía eléctrica con el objetivo de reducir los subsidios aportados por el Estado Nacional al sector de generación. De este modo, se definió un sendero de recomposición progresivo de los precios estacionales de la energía eléctrica, el cual fue abandonado progresivamente tras la agudización de la crisis económica y social a partir de 2018.

En síntesis, el Mercado Eléctrico Mayorista en su conformación original consistía en un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales eran acordadas directamente entre vendedores y compradores. Sin embargo, como se analizó, esto se fue restringiendo progresivamente, limitándose actualmente al mercado de Energía Plus y, en los últimos años, adicionándose el Mercado a Término de Energías Renovables, conocido como MATER, mediante la Resolución Nro. 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (MEyM).

Costos y precios en el MEM: energía y potencia

El orden de despacho de la generación se define en base a un criterio de mínimo costo para el abastecimiento de la demanda, dentro de los cuales los dos componentes principales de los costos del MEM son: (i) Costos variables, asociados a la energía consumida (combustibles, fletes, operación y mantenimiento, servicios) y (ii) Costos fijos, asociados a la potencia demandada en días extremos (capacidad instalada y de expansión). Los precios mayoristas surgen de la competencia horaria entre las unidades de generación representadas por empresas participantes privadas, nacionales y provinciales, y cuyo despacho de generación es asignado en función de la eficiencia operativa de cada unidad y de su disponibilidad.

La minimización de costos variables se realiza según los procedimientos de despacho que establece la Secretaría de Energía y CAMMESA aplica en los distintos períodos de programación del MEM (Estacional, Semanal, Diaria) hasta la operación en tiempo real. La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de transporte.

La minimización de los costos de potencia se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y, de la incorporación de la nueva oferta, requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas.

A su vez, el costo medio monómico representa la suma de los costos representativos de producción de energía eléctrica en el MEM, dividida por la demanda abastecida total, en un período de control.

Esos costos varían en función de: (i) variables físicas, entendidas como cantidades de generación por tipo/tecnología, consumos de combustibles y (ii) variables económicas, que son los precios representativos de reconocimiento de costos (tasa de cambio, operación y mantenimiento, combustibles, capacidad), además de otros costos adicionales de gestión.

$$\text{Costo monómico del sistema} = \frac{\sum \text{costos de generación y asociados}}{\text{demanda abastecida en el MEM}}$$

Actores del MEM

Entre los distintos actores del mercado eléctrico mayorista, se encuentran:

- (i) Secretaría de Energía, es la autoridad en materia de política energética, debiendo promover el uso racional de la energía, encargarse de la resolución de conflictos, desarrollar prospectiva y estadística y, evaluar los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético. Adicionalmente, tiene a su cargo la autorización de ingreso de agentes al MEM. Integra el directorio de CAMMESA en representación del Estado nacional.
- (ii) Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y entes provinciales que son responsables del control de los monopolios regulados (compañías de transporte y distribución). Estos organismos deben controlar el cumplimiento de los contratos de concesión de los distribuidores, aplicar las penalidades dispuestas por la ley, establecer los estándares y los procedimientos técnicos relativos a la seguridad, medición, facturación, interrupción y reconexión, calidad de servicio, entre otros. Asimismo, deben establecer las bases para el cálculo tarifario (para distribuidoras y transportistas), arbitrar conflictos, convocar a audiencias públicas, entre otros.

Adicionalmente, el ENRE también regula la distribución de energía eléctrica en el Área Metropolitana de Buenos Aires. Al respecto, en 2019, se ordenó el traspaso de esta responsabilidad a las correspondientes jurisdicciones, aunque finalmente ello no prosperó.
- (iii) Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), tiene como función principal la coordinación de las operaciones de despacho, el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es la responsable de abonar a los generadores el volumen de energía eléctrica generada, así como los pagos asociados a la potencia puesta a disposición del sistema. A la vez que es la encargada de vender dicha energía en el sistema eléctrico mayorista, centralmente a distribuidoras y, en menor medida, a los grandes usuarios. Se definió que esta empresa estaría a cargo de:
 - (1) el envío de electricidad al sistema interconectado, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor;
 - (2) planificar las necesidades de capacidad de energía y optimizar el uso de energía de acuerdo con las reglas establecidas por la Secretaría de Energía;
 - (3) el control de la operación del mercado a término y la administración del despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos celebrados en ese mercado;
 - (4) actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM;
 - (5) compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación/exportación y;
 - (6) compra y administración de combustibles para los generadores del MEM.
- (iv) Generadoras, son las empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden

su producción, ya sea en forma parcial o total, a través del sistema interconectado. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Se nuclean en la Asociación de Generadores (AGEERA) y participan del directorio de CAMMESA.

- (v) Transportistas, son las responsables del traslado de la energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los distribuidores. Se subdivide en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT), que transporta la energía entre regiones a 500 kV y el Sistema de Distribución Troncal (STDT) que conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región, operando a 132/220 kV. Transener es la única compañía de alta tensión, mientras que a nivel regional existen seis compañías regionales: Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo. Adicionalmente, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT. Se nuclean en la Asociación de Transportistas (ATEERA) y participan del directorio de CAMMESA.
- (vi) Distribuidoras, entregan la energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Las distribuidoras se nuclean en la Asociación de Distribuidoras (ADEERA) y participan del directorio de CAMMESA.

El transporte y la distribución de energía eléctrica son concesiones que se asignan periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. En ambos casos, son reguladas por el ENRE y entes provinciales, que define derechos y obligaciones, entre ellos calidad de servicio y tarifas.

- (vii) Grandes Usuarios, clasificados en: Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios Particulares (GUPAs). Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes derechos y obligaciones respecto de la compra de energía en el MEM. Estos se nuclean en la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) y participan del directorio de CAMMESA.

Esquemas de remuneración a la generación de energía eléctrica

Como se evaluó en las secciones precedentes, en el mercado eléctrico mayorista (MEM) se superponen distintos esquemas de remuneración a la generación de energía eléctrica, en donde se destacan dos grandes grupos, por un lado, la remuneración a la denominada generación “vieja”, actualmente regulada bajo la Resolución Nro.440/2021 y su modificatoria la Resolución Nro. 826/2022 y los acuerdos de compraventa de energía (Power Purchase Agreement, PPA). Estos últimos se ampliaron a lo largo de los últimos años, producto de la incorporación de potencia térmica (Resoluciones Nro.21/2106 y 287/2017) y de origen renovable (Licitaciones del programa RENOVAR) a fin de ampliar la potencia de base y de reserva del sistema.

La remuneración a la generación “vieja” fue modificada en el año 2013 a través de la Resolución Nro.95 de la Secretaría de Energía, que estableció una nueva modalidad de remuneración a los generadores térmicos convencionales e hidráulicos del MEM, definida a partir de costos fijos (potencia) y variables (energía). A la vez, que conformaba una remuneración adicional destinada a un fideicomiso para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el sector. La remuneración a los generadores en el marco de esta resolución estaba establecida en pesos y tomaba en consideración el tipo de tecnología y la escala de las centrales.

En el año 2017 a través de la Resolución Nro. 19/2017 del Ministerio de Energía se estableció un nuevo esquema de remuneración, similar al anterior, pero en el que los conceptos remuneratorios fueron incrementados y dolarizados. De todas formas, la ampliación del sistema de generación se continuó realizando a través de la celebración de contratos PPA.

Los cambios introducidos en 2017 fueron modificados a través de la Resolución Nro. 1/2019 de la Secretaría de

Energía, reduciéndose la remuneración a la “generación vieja” a través de una disminución en la disponibilidad de potencia y se fijó una remuneración variable estimada en base a la disponibilidad de potencia y el factor de uso de las distintas centrales. De esta forma, las centrales térmicas con bajo despacho percibieron menores ingresos por la disponibilidad de potencia. Respecto de las centrales hidroeléctricas (no nacionales), no se introdujeron modificaciones relevantes.

En el año 2020 se actualizó nuevamente esta norma, volviendo a fijar los valores de la remuneración en pesos argentinos (Resolución Nro. 31/2020) a una tasa de cambio de \$ 60/US\$. A la vez, que se redujo la remuneración en dólares a la potencia tanto térmica como hidroeléctrica, sea base o garantizada, dependiendo de la tecnología utilizada. Sin embargo, para las centrales térmicas con potencia instalada menor o igual a 42 MW en su conjunto, se mantuvieron los valores de potencia base de la Resolución Nro. 1/19. En esta oportunidad, no se introdujeron modificaciones sobre el pago a la energía generada y operada, como así tampoco sobre la remuneración a otras tecnologías de generación (no convencionales), ni a las centrales hidroeléctricas binacionales.

Adicionalmente, se estableció una actualización de la remuneración en base al índice de precios al consumidor (IPC) e índice de precios internos al por mayor (IPIM), la cual finalmente no fue aplicada por la Secretaría de Energía. Entre febrero de 2020 y febrero de 2021 la remuneración tuvo un incremento del 29% en pesos, proceso que determinó una reducción progresiva en la remuneración percibida por los generadores.

En mayo del 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 440/2021, que derogó la Resolución 31/2020 antes mencionada. Esta nueva resolución eliminó el factor de ajuste previamente contemplado en la Resolución 31/2020. Asimismo, la Resolución 440/2021 estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores, co-generadores y auto-generadores del MEM que no tengan su energía comprometida bajo un CE. En particular, se modificaron los valores de la Resolución 31/2020 y se estipuló un aumento de la remuneración de los sujetos mencionados en torno al 29%, retroactivo a febrero de 2021.


En el mes de noviembre de 2021, a fin de poder garantizar el abastecimiento de la energía adicional con fines de exportación y poder preservar la disponibilidad de los generadores, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA (NO-2021-108163338-APN-SE#MEC) a instrumentar de manera excepcional y transitoria una mejora en la remuneración a los agentes que se encuentran bajo el esquema de remuneración de la Resolución Nro. 238 a partir de febrero de 2022.

La medida consistió en asumir un factor de utilización constante para el parque de generación de energía eléctrica del 70% para la determinación de la remuneración de la disponibilidad de potencia. A la vez, que se reconoció un monto adicional de \$1.000 por MWh/exportado, el cual sería asignado en forma proporcional a la energía generada por cada generador térmico convencional e hidráulico alcanzado.

En el año 2022 se publicó la resolución Nro.238/2022 que estableció un primer aumento del 30% en el mes de febrero y un incremento adicional del 10% en junio de 2022. Al día de la fecha, dicha norma fue modificada por la Resolución Nro. 826/2022, aún vigente. Dicha resolución publicada el 14 de diciembre de 2022 dispuso un incremento en la remuneración a aplicarse a partir de las liquidaciones correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2022, febrero y agosto de 2023. Adicionalmente, se instruyó a realizar una reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía correspondientes a septiembre y octubre de 2022, afectadas por un factor de 1,2.

Remuneración a los generadores térmicos por tecnología, Resolución Nro.826/2022

(en AR\$/MWh)


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Tecnología/escala	Potencia	Nov-22	Dic-22	Feb-23	Ago-23	Ago.23 Vs. Ago.22
	MW	AR\$/MWh				%
CC Grande Capacidad > 150 MW	306.355	222.804	245.084	306.355	392.135	111%
CC Chico Capacidad ≤ 150 MW	341.509	248.370	273.207	341.509	437.132	111%
TV Grande Capacidad > 100 MW	436.932	317.768	349.546	436.932	559.273	111%
TV chica P ≤ 100 MW	522.308	379.861	417.847	522.308	668.555	111%
Motores de Combustión Interna Capacidad > 42 MW	522.308	379.861	417.847	522.308	668.555	111%
TG Grande Capacidad > 50 MW	356.577	259.328	285.262	356.577	456.419	111%
TG Chica Capacidad ≤ 50 MW	462.042	336.030	369.634	462.042	591.414	111%
Motores Combustión Interna Capacidad ≤ 42 MW	522.308	222.804	245.084	306.355	392.135	111%

Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a Secretaría de Energía.

Remuneración de la potencia garantizada ofrecida, Resolución Nro.826/2022

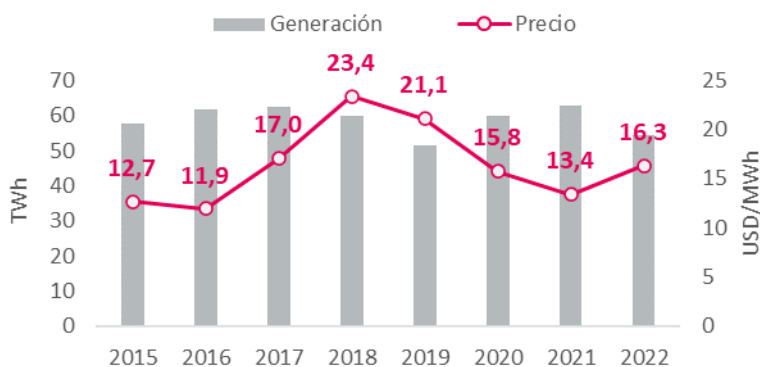
(en AR\$/MWh)

Precio base de la potencia - Período	Nov-22	Dic-22	Feb-23	Ago-23	Ago.23 Vs. Ago.22
	AR\$/MWh				%
Verano (diciembre a febrero) e Invierno (junio a agosto)	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	111%
Resto (marzo a mayo y septiembre a noviembre)	597.683	657.451	821.814	1.051.922	111%

Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a Secretaría de Energía.

Evolución de la remuneración a la generación ("vieja") térmica

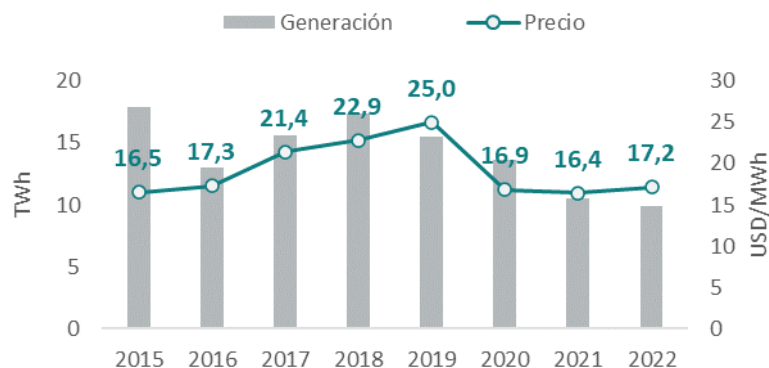
(en US\$/MWh y TWh)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA y BCRA.

Evolución de la remuneración a la generación ("vieja") hidroeléctrica ⁽¹⁾

(en US\$/MWh y TWh)



Nota: (1) No incluye centrales hidroeléctricas binacionales.

Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA y BCRA.

Finalmente, resulta relevante destacar que, estos mecanismos de remuneración se fijaron sobre la generación vieja, dado que toda la expansión de la capacidad de generación, desde mediados de la década del 2000 en adelante, se llevó a cabo a través de la celebración de contratos PPA. Entre los mecanismos de expansión de potencia más recientes, pueden señalarse aquellos que corresponden a generación térmica bajo la Resolución Nro.21/2016 y 287/2017 y en materia de expansión de las energías renovables, se encuentran los contratos adjudicados bajo las diferentes rondas licitatorias del Programa Renovar.

Esto implicó un incremento de la incidencia de los contratos (PPA) sobre el costo total de generación de energía eléctrica. En el caso de la potencia instalada de origen térmico, su expansión en los últimos años se realizó a través de nuevos contratos PPA, en el marco de las Resoluciones Nro.21 y Nro.287, que representaron durante 2020 el 35% del costo total de los contratos de generación.

Acuerdo de disponibilidad de potencia para la "generación vieja"

En febrero de 2023, ante la creciente indisponibilidad de la potencia térmica se publicó la resolución Nro.59/2023 habilitando a la generación térmica con tecnología de Ciclos Combinados que no cuentan con contratos de abastecimiento de energía eléctrica, es decir, que forman parte de la generación "vieja", a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia.


El objetivo del Acuerdo es que dichos generadores realicen las tareas de mantenimiento necesarias para mantener la confiabilidad y disponibilidad de potencia que asegure la confiabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista. Cabe señalar que bajo el esquema de remuneración a la "Generación Vieja" existen generadores térmicos de gran antigüedad.

De acuerdo con los considerandos de la Resolución Nro.59, el establecimiento del Acuerdo de Disponibilidad de Potencia se justifica en la necesidad de realizar inversiones para asegurar la disponibilidad de dichas máquinas, cuyo costo excede la remuneración que las mismas perciben en la actualidad. El plazo del Acuerdo no podrá ser superior a los 5 años y la potencia comprometida de los generadores que adhieran al Acuerdo deberá ser, como mínimo, del 85% de la potencia neta instalada.

La norma estableció un **Precio del Acuerdo de Disponibilidad (PAD)** en USD/MW mensuales, que dependerá de la disponibilidad media de la central:

- ✓ Disponibilidad mayor o igual al 85%: 2.000 USD/MW-mes;
- ✓ Disponibilidad menor o igual al 50%: 600 USD/MW-mes;
- ✓ Disponibilidad entre el 50% y el 85%: se determina mediante una fórmula lineal y varía entre 600 USD/MW-mes y 2.000 USD/MW-mes, de acuerdo a la disponibilidad.

Las centrales que adhieran al programa continuarán percibiendo el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado

DIGO¹. Sin embargo, en los meses de verano e invierno se realizará una reducción del 35% sobre el precio DIGO establecido en la Resolución Nro 826/2022, mientras que en el resto de los meses la disminución será del 15%.²

También se fijó un Precio del Acuerdo Energía (PAE) en USD/MWh mensuales, que dependerá del combustible utilizado:

- ✓ Generación con gas natural: 3,5 USD/MWh;
- ✓ Generación con fuel oil / gasoil: 6,1 USD/MWh;
- ✓ Generación con biocombustibles: 8,7 USD/MWh.

Las centrales que adhieren al programa percibirán, además del Precio del Acuerdo Energía (PAE), la remuneración por Energía Operada, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Nro.826/2022.

Para elevados niveles de disponibilidad, la remuneración a percibir a través del Acuerdo de disponibilidad de potencia superaría la que los generadores obtendrían a través de lo establecido en la Resolución Nro.826/2023. Lo mismo puede observarse para el pago a la energía. Así, el nuevo Acuerdo de disponibilidad de potencia significa una modificación de la remuneración que había sido definida mediante la Resolución Nro.826. Por tanto, mientras que en la actualidad la remuneración a la generación “vieja” se encuentra definida en pesos -y no se cuenta con un esquema de actualización preestablecido-, el pago a los ciclos combinados que adhieran al Acuerdo de Disponibilidad de Potencia fue fijado en dólares.

Resolución SEE Nro.21/2016

A través de la Resolución Nro.21/2016, se convocó a una licitación para la incorporación de nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM en el corto plazo. Los oferentes adjudicados suscribieron un contrato de abastecimiento mayorista de electricidad (Power Purchase Agreement, PPA) por un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustibles (US\$/MWh) con CAMMESA como contraparte en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM.

Bajo este esquema de remuneración, se habilitaron 29 centrales con una potencia contratada de 3.140 MW, a un precio fijo promedio de US\$ 20.787/MW-mes, con una vigencia del contrato por diez años, lo que implica que el último vencimiento se produciría en mayo de 2028.

Durante 2022, las centrales bajo esta modalidad de contratación generaron un total de 8.428 GWh, lo que implicó el 35% sobre el total de la generación bajo los contratos térmicos, alcanzando una remuneración total de US\$ 725 millones, según datos de CAMMESA.

Centrales térmicas licitadas bajo la resolución Nro.21/2016

¹ Disponibilidad Garantizada Ofrecida.

² Los meses considerados como verano e invierno son: diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto.



Fuente: CAMMESA.

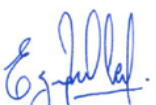
Resolución SEE Nro.287/2017

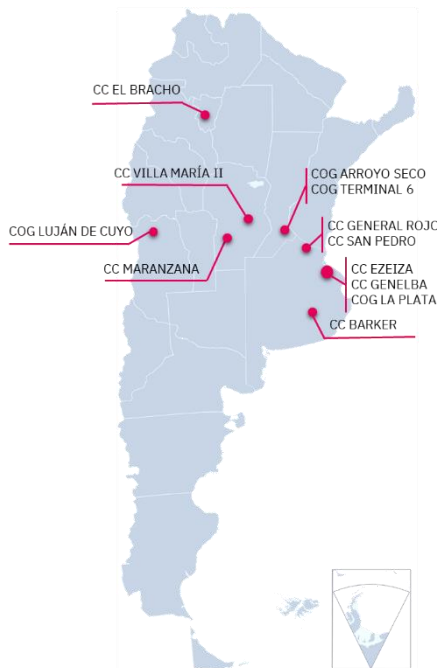
A través de la resolución Nro.287/2017, se convocó a licitación a proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados, sobre equipamiento existente. Estos proyectos debían ser de bajo consumo específico (menor a 1.680 kcal/KWh con gas natural y 1.820 kcal/KWh con líquidos alternativos). Adicionalmente, se estableció que la nueva capacidad no debía sobrepasar la capacidad existente de transporte eléctrico o, en caso contrario, debían incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Al igual que en el caso de la Resolución Nro.21/2016, los proyectos adjudicados suscribieron un contrato de abastecimiento (PPA) con un precio de potencia disponible más el costo variable de producción, sin combustible, por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de la potencia se remunerarán como capacidad vieja. El plazo comprendido en los contratos es por 15 años.

Bajo este esquema de remuneración se licitaron 12 centrales, con una potencia contratada de 1.823 MW, a un precio fijo promedio de US\$ 20.020/MW-mes. Del total de potencia licitada, el 32% correspondía al cierre de ciclos combinados, mientras que el 68% fue para cogeneración.

Centrales térmicas licitadas bajo la resolución Nro.287/2017


Ezequiel M. Abal
Subdelegado



Fuente: CAMMESA.

En el año 2022, las centrales bajo esta modalidad de contratación generaron un total de 7.550 GWh, lo que implicó el 31% sobre el total de la generación bajo los contratos térmicos, alcanzando una remuneración total de US\$ 352 millones (sin incluir el monto de los combustibles), según datos de CAMMESA. La generación bajo este esquema de remuneración se incrementó en los últimos dos años en 15 pp.

Cabe aclarar que, hasta mediados del año 2018, se mantuvo la centralización de la compra de combustibles para generación bajo la órbita de CAMMESA, exceptuando a las generadoras con contratos bajo el esquema de Energía Plus. De este modo, a través de la Resolución Nro.70/2018 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, se facultó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a adquirir los combustibles que necesiten para su generación. En principio esta medida alcanzó a unidades de baja remuneración, enmarcadas bajo la Resolución Nro.19/2017, para luego incluir también a las unidades bajo remuneración diferencial. CAMMESA continuó encargándose de la gestión en el caso de generadores que decidieran o no pudieran optar por el manejo de su propio abastecimiento de combustible hasta que, en diciembre de 2019, mediante la Resolución Nro.70/2018 del Ministerio de Desarrollo Productivo, se derogó esta facultad y CAMMESA centralizó nuevamente la gestión comercial y el suministro de combustibles, manteniendo la excepción respecto a los generadores con contratos de Energía Plus.

Evolución de los subsidios a la generación de energía eléctrica

Con la crisis económica en 2001 y el abandono del régimen de convertibilidad se verificó una sensible modificación en términos de la política pública dirigida al sector de energía eléctrica cuyo objetivo fue reducir los costos de la energía eléctrica en el mercado doméstico. Es por esto que, a través de la Ley de Emergencia Económica de 2002, el Estado argentino determinó la conversión de las tarifas y de los contratos a pesos, prohibiendo, a su vez, la indexación de los mismos.

En este contexto, se “congelaron” los segmentos regulados de la tarifa (transporte a nivel nacional y de distribución en el Área Metropolitana de Buenos Aires)³, revocando además las disposiciones concernientes a los ajustes de precios y a los mecanismos de indexación por inflación contempladas para las concesiones de

³ A diferencia de lo que ocurría con el componente de la distribución en el AMBA (área regulada por el gobierno nacional), en el interior del país se fue actualizando el VAD, aunque con la instrumentación del programa nacional “Convergencia Tarifaria”, se desaceleraron estos incrementos.

empresas de servicios públicos. Por otro lado, se facultó al Poder Ejecutivo a la realización de renegociaciones de contratos de estas empresas y se intervino el mercado eléctrico mayorista a fin de administrar el precio spot que, previamente, se fijaba por el libre juego de la oferta y la demanda.

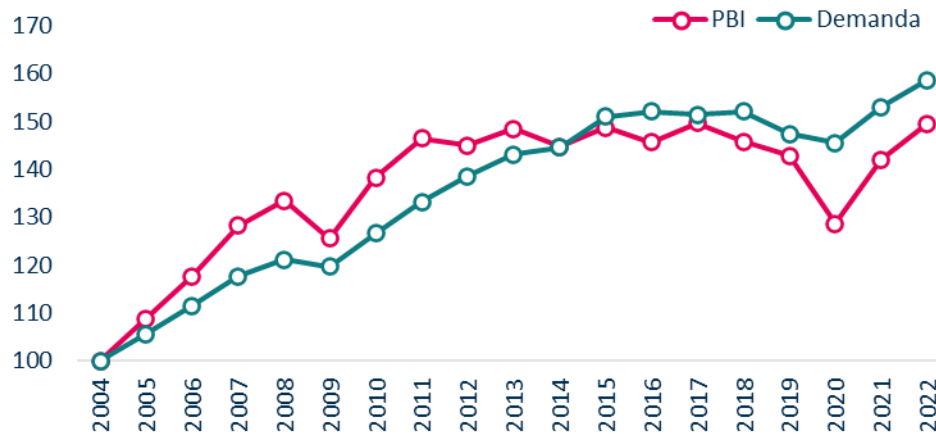
La reducida actualización de las tarifas de energía eléctrica⁴ desde el abandono del régimen de convertibilidad hasta mediados de la década pasada determinó la necesidad de instrumentar subsidios a la generación de energía eléctrica como consecuencia de un costo monómico de generación creciente ante el aumento en el precio de los combustibles requeridos por la generación térmica.

Una vez superada la crisis se produjo un período de elevado crecimiento económico. Por tanto, y dada la estrecha asociación entre los niveles de demanda de energía eléctrica y la evolución del Producto Bruto Interno (PBI), se verificó un sensible incremento del consumo eléctrico que requirió asimismo de un aumento constante en la potencia instalada.

Por tanto, el contexto de sensible expansión de la demanda requirió impulsar la incorporación de nueva capacidad de generación mediante la construcción de centrales. Con este objetivo se creó un fondo específico, Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), financiado con parte de los ingresos provenientes de las empresas generadoras derivados de la venta de energía en el mercado spot, así como de recursos del Estado nacional.

Evolución del PIB -a precios constantes- y de la demanda de energía eléctrica

(en número índice base 2004 = 100)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a INDEC.

La implementación de este conjunto de medidas derivó en un importante déficit estructural en la operación del MEM. A la vez, que supuso un grave impacto sobre las compañías del mercado eléctrico que experimentaron una caída en sus ingresos en términos reales, el deterioro operativo y la afectación de su situación patrimonial. Por otro lado, la eliminación del régimen de convertibilidad comportó un efecto adicional para aquellas empresas de servicios públicos que habían contraído deudas en moneda extranjera, incrementando la carga del servicio de estas. Ante este escenario, muchas de las empresas de los distintos segmentos del mercado eléctrico debieron posponer inversiones en infraestructura y desarrollo de las redes.

Desde mediados de 2006, el incremento sostenido que venía experimentando la demanda de energía eléctrica determinó la adopción de nuevas medidas para el sector tendientes a garantizar el abastecimiento de la demanda residencial y comercial, así como parte de la demanda industrial (demandas iguales o menores a 300

⁴ Se congeló el precio de la energía, con impacto en todas las tarifas eléctricas del país. Adicionalmente en el AMBA el VAD se mantuvo prácticamente sin modificaciones.

kW que no contaran con fuentes alternativas de suministro).

A través de la Resolución Nro.1.281/2006, se propuso estimular el incremento de la capacidad disponible de generación permitiendo que las generadoras vendieran esta nueva energía bajo el servicio del denominado Energía Plus. En forma conjunta, se habilitó a CAMMESA a la posibilidad de establecer acuerdos de suministro con generadoras del MEM resultando necesaria la aprobación de la entonces Secretaría de Energía respecto a los valores a pagar en concepto de potencia y energía suministrada. En 2008, esta facultad se amplió al permitir a CAMMESA la realización de acuerdos de suministro con generadoras que se propusieran la ejecución de planes de reparación y/o potenciación de sus equipos de generación.

Como se mencionó, a partir de 2013, se introdujeron modificaciones estructurales sobre el MEM, la Resolución Nro.95/2013 y sus modificatorias que determinaron la implementación de un esquema de remuneración en pesos (pagaderos en efectivo y en créditos) para el sector de generación eléctrica, exceptuando ciertos contratos regulados bajo un esquema de remuneración diferencial (contratos PPA).


Más allá de las sensibles modificaciones que enfrentó la regulación de la remuneración del sector de generación desde el colapso del régimen de convertibilidad, el cambio de carácter estructural que se enfrentó en esta etapa es la persistencia de un costo monómico de generación de energía eléctrica superior al precio estacional de la energía. En este sentido, los costos de generación de energía eléctrica fueron persistentemente más elevados que los abonados por la demanda, a través del precio estacional de la energía, determinando la conformación de crecientes subsidios por parte del Estado nacional a la generación de energía eléctrica.

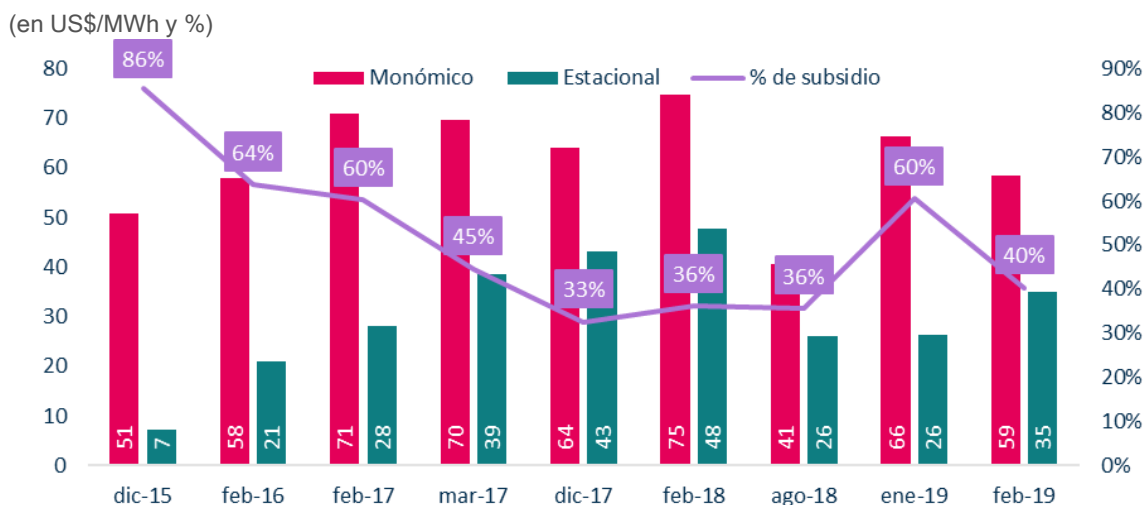
Cabe destacar que el creciente nivel de subsidios desde mediados de la década del 2000 no se explica sólo por la falta de actualización del precio estacional de la energía sino también por un incremento persistente en el costo monómico de generación, producto del aumento en el costo de los combustibles que abastecen al sector de generación térmico, así como por los mayores costos de los contratos PPA celebrados desde 2006 a fin de incrementar la potencia instalada de generación de energía eléctrica.

La creciente diferenciación del costo monómico de generación y el precio estacional condujo a un aumento significativo en los subsidios al sector de generación de energía eléctrica desde 2004, los cuales más allá de las oscilaciones en los distintos períodos se mantuvieron en niveles significativos a lo largo de las últimas dos décadas. Mientras que la cobertura del precio monómico por parte del estacional alcanzaba al 96% en 2002, en 2015 el precio estacional no alcanzaba a cubrir el 15% del costo de generación.

A partir de 2016 se instrumentaron medidas tendientes a incrementar el precio estacional de la energía eléctrica, proceso que permitió incrementar el nivel de cobertura. La Resolución Nro.6 del Ministerio de Energía en el año 2016, determinó un incremento del 266% en el precio estacional de la energía, proceso que permitió aumentar el grado de cobertura del precio estacional por encima del 68% del costo de generación.

Evolución del precio monómico y evolución de los subsidios


Ezequiel M. Abal
Subdelegado



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA y BCRA.

Sin embargo, a inicios de 2019, se inició un nuevo período de nuevo congelamiento del precio de la energía (luego prorrogado a finales de 2019 y nuevamente, tras el inicio de la pandemia) que, junto a la devaluación de la moneda determinó un aumento de la brecha entre el precio estacional y el monómico.

En materia de distribución eléctrica, el marco regulatorio contempla la instrumentación de revisiones de tarifas periódicas. En el caso del AMBA, la primer RTI debía realizarse en 2002 pero fue postergada tras la declaración de la emergencia económica y la pesificación de las tarifas. Así, en una primera instancia, se optó por la suscripción de Actas Acuerdos destinadas a renegociar los contratos en el año 2006, fijando nuevas obligaciones para las prestatarias e incorporando una revisión del Valor Agregado de Distribución (VAD) promedio que determinaba un incremento del 23% sobre los costos propios de distribución, aunque el incremento estipulado no podría superar el 15% de suba en la tarifa final y no se aplicaría a categoría de usuarios residenciales de menores consumos.

La falta de actualización de las tarifas eléctricas condujo también, durante distintos períodos, a la adopción de diversos mecanismos de transferencias hacia las distribuidoras de energía eléctrica a fin de compensar déficits operativos y financiar obras de mantenimiento de la red de distribución eléctrica.

La falta de actualización del valor agregado de distribución a lo largo de las últimas décadas condujo a episodios recurrentes de ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras con CAMMESA ante la imposibilidad de abonar la totalidad del costo de la energía adquirida. Este proceso determinó un aumento adicional de los subsidios del Estado Nacional al sistema de generación de energía eléctrica.

En el caso el AMBA, con la realización de la primer RTI en 2017 se determinaron los Costos Propios de Distribución (CPD) a aplicar durante el próximo quinquenio, fijando asimismo mecanismos de ajuste semestrales por índices de inflación. Sin embargo, al igual que ocurriera con el precio de la energía, desde febrero de 2019 se determinó un nuevo período de congelamiento del VAD.

Con el cambio de autoridades gubernamentales se definió prorrogar los incrementos del VAD por 180 días en vistas a evaluar lo actuado en el marco de la RTI. A su vez, la pandemia en 2020 comportó una variable adicional en tanto el congelamiento tarifario se extendió a todo el país, inhibiendo así los aumentos que las distribuidoras instrumentan regularmente en las jurisdicciones provinciales.⁵

Así, si bien desde mediados de la década pasada se había verificado una disminución de las deudas por compra de energía de las empresas distribuidoras con CAMMESA, este proceso se reversionó en los últimos años como

⁵ En el caso del AMBA a través de las Resoluciones ENRE Nro.106 y 107 se incrementaron los CPD en torno al 55% en mayo de 2021 (respecto de marzo de 2019). En marzo de 2022 se les otorgó un incremento del 8% a través de las Resoluciones ENRE Nro.75 y 76. Estos incrementos están por debajo de la evolución de los índices de precios.

consecuencia de la reducida actualización que exhibieron los VAD de las distribuidoras. En este contexto, la Secretaría de Energía dictó la Resolución Nro.40/2021, estableciendo un régimen especial para avanzar en la regularización de las obligaciones con el organismo de despacho, atendiendo a las particularidades que presenta cada prestadora, así como a su área de concesión, con el propósito de avanzar en el restablecimiento de los pagos en forma sostenible.

La medida contemplaba la implementación de un plan de pago en cuotas, en función de lo establecido en la Ley de Presupuesto Nacional para el año 2021. Así las empresas distribuidoras, podían optar por financiar los montos adeudados hasta en 60 cuotas mensuales, con un período de gracia de hasta seis meses, contemplando una tasa equivalente de hasta el 50% a la vigente en el MEM. En forma conjunta, el régimen de regularización contempla el reconocimiento de créditos de hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el 66% de la deuda existente.

Asimismo, mediante la Resolución 56/2023, se estableció un plan de regularización de deudas para aquellos agentes distribuidores del MEM que, a la fecha de la resolución no hubiesen celebrado acuerdos bajo la Resolución 40/2021. Este nuevo plan, convierte la deuda valuada en pesos argentinos a MWh a los efectos de su consolidación en una unidad de valor homogénea⁶, los cuales serán pagados en 96 cuotas.

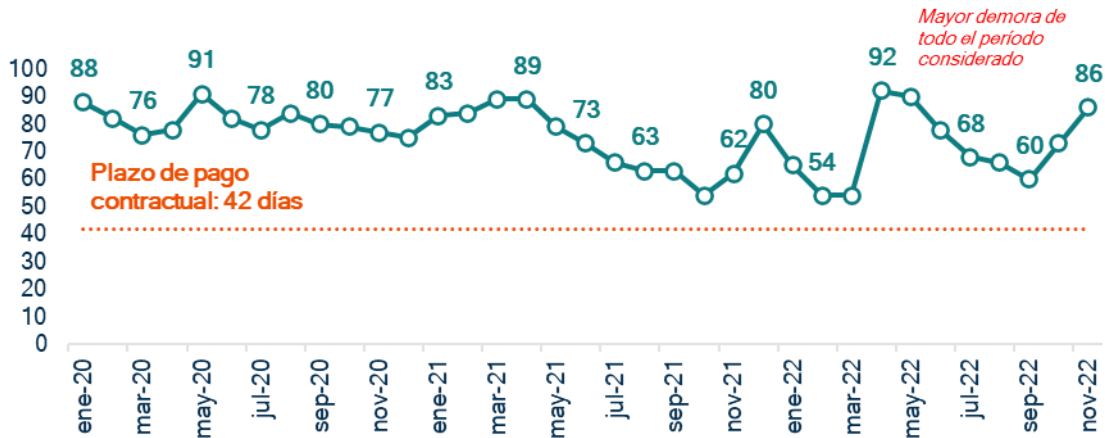
A pesar de ello, de acuerdo con el informe de cobranzas de CAMMESA, al finalizar el mes de febrero de 2023, el monto de la deuda acumulada de las distribuidoras ascendía a \$ 663.238 millones. En su conjunto las distintas cooperativas del país comportaban aproximadamente el 9% del saldo acumulado mientras que las distribuidoras bajo jurisdicción nacional representaron 52% del total.⁷ Por otro lado, las empresas de distribución del interior de la provincia de Buenos Aires (EDELAP, EDEN y EDEA) concentran el 16% de la deuda acumulada y las empresas provinciales de Misiones, Córdoba y La Rioja comportaban 15% del monto total acumulado.

Adicionalmente debe destacarse en este contexto, la afectación de la cadena de pagos de las distribuidoras con CAMMESA comporta una distorsión adicional sobre los plazos de pago del organismo encargado de despacho respecto a las empresas generadoras. De este modo, las demoras respecto al plazo contractual de pago de 42 días, prácticamente se duplicaron durante los primeros meses de 2020, alcanzando un máximo de 49 días de retraso en el mes de mayo. Asimismo, en 2022 se verifica un incremento en la cantidad de días de atraso de los pagos de CAMMESA, alcanzando la mayor demora en abril de 2022 con 50 días de atraso.

⁶ El valor homogéneo (VH) mensual, medido en MWh, se determina como la diferencia entre el total facturado y los pagos realizados, dividido por un precio de conversión (PC). La sumatoria de todos los valores homogéneos mensuales constituye la deuda total en MWh. El Precio de Conversión corresponde al Precio Monómico ponderado Estacional del MEM (Energía + Potencia + Transporte) del tercer mes anterior al precio correspondiente al mes de vencimiento de la transacción, medido en AR\$/MWh. La deuda total (en MWh) es la sumatoria de los VH mensuales, lo que se divide en 96 cuotas (cantidad de meses del plan de pagos). Para realizar los pagos se debe multiplicar el valor de la cuota (en MWh) por el precio de conversión aplicable en cada período.

⁷ A través de las Resoluciones del ENRE Nro 240 y 241 de 2023 se incrementó el VAD de Edenor y Edesur, estableciendo aumentos en dos tramos (abril y junio) que alcanzan un total del 261% respecto del último incremento de febrero de 2022. Esto debería permitir una recomposición de caja de las distribuidoras y por ende una mejora en la cadena de pagos a CAMMESA.

Días de atraso en pago de CAMMESA

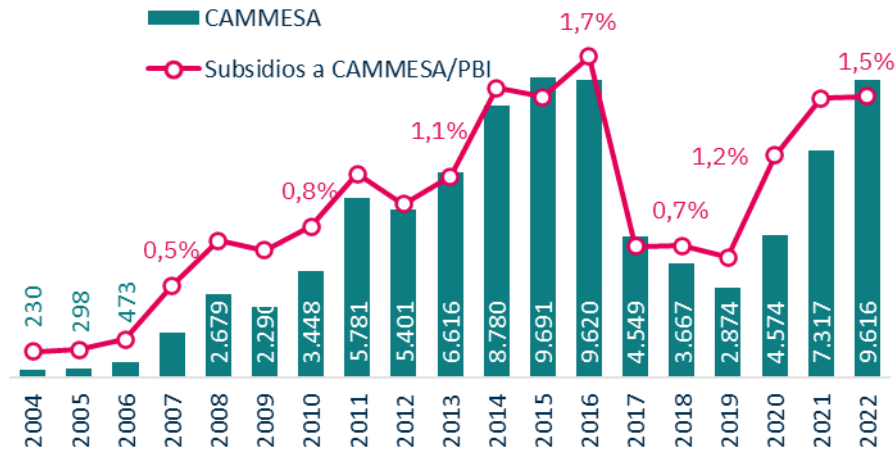


Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a MSU.

En síntesis, la diferencia entre el costo monómico de generación y el precio estacional de la energía desde comienzos del presente siglo condujo a la erogación por parte del Estado Nacional de un nivel significativo de subsidios en el sistema de generación de energía eléctrica. A su vez, este proceso se intensificó en algunos períodos producto de la menor cobrabilidad de la transacción por parte de CAMMESA.⁸

Evolución de los subsidios a la energía eléctrica, 2016 - 2022

(en millones de US\$ y cómo % del PIB)



Fuente: elaboración de la Consultora Economía y Energía en base a ASAP.

Ante esta situación y en vistas a reducir los subsidios al sector energético, en el año 2022 se instrumentó a través del Decreto Nro.332 del 16 de junio de 2022 la segmentación tarifaria estableciendo tres universos de

⁸ Se debe aclarar que hasta el 2017 parte de los subsidios al sistema de energía eléctrica fueron absorbidos por IEASA/ENARSA que transfería el gas natural importado a CAMMESA a un precio sensiblemente más reducido que su costo de importación. Por lo tanto, hasta dicho momento los subsidios estimados para el sector de energía eléctrica se encuentran subestimados.

usuarios residenciales, los que pasarían a pagar precios diferenciales de la energía eléctrica y gas natural de acuerdo con el nivel de ingresos.

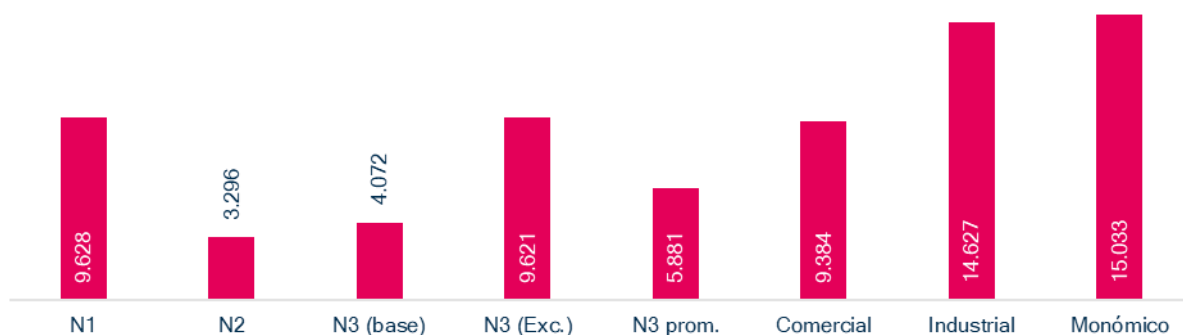
- Nivel 1 - Mayores ingresos: tendrán a su cargo el costo pleno del componente energía del respectivo servicio.
- Nivel 2 - Menores ingresos: el impacto en factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 40% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.
- Nivel 3 - Ingresos medios: son los usuarios no comprendidos en los niveles 1 y 2 a quienes el impacto en factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 80% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.

Asimismo, se creó el Registro de Acceso a los Subsidios de Energía (RASE) al cual debían inscribirse los usuarios a los efectos de mantener el subsidio. Con posterioridad al decreto de segmentación se anunció que en el caso de los usuarios de ingresos medios (Nivel 3) se establecerían topes de consumo subsidiado, una vez sobrepasado ese umbral se pagaría precio pleno sobre el excedente. En el caso de energía eléctrica se anunció un tope mensual de 400 KWh por usuario (550 KWh/mes para zonas sin gas por redes).⁹ Para los usuarios comerciales de energía eléctrica se estipuló la quita progresiva de subsidios sobre el precio de la electricidad entre septiembre de 2022 y enero de 2023, siguiendo los aumentos pautados para el segmento residencial de altos ingresos (nivel 1). Sin embargo, la evolución de la segmentación tarifaria en enero de 2023 estuvo por debajo de lo estipulado. La resolución Nro. 54/2023 estableció los siguientes aumentos respecto de los precios publicados en la resolución Nro. 719/2022:

- Nivel 1: aumento del 37%.
- Nivel 2: 0%.
- Nivel 3: 26% para el bloque base y 37% para el bloque excedente.
- Comercial: se estableció un criterio similar al de los residenciales Nivel 3, así hasta 800 KWh/mes no se percibirán incrementos sobre el precio de la energía y mientras que se fijó un aumento del 30% sobre el consumo excedente.

Precio estacional por segmento y nivel en febrero de 2022

(en AR\$/MWh)

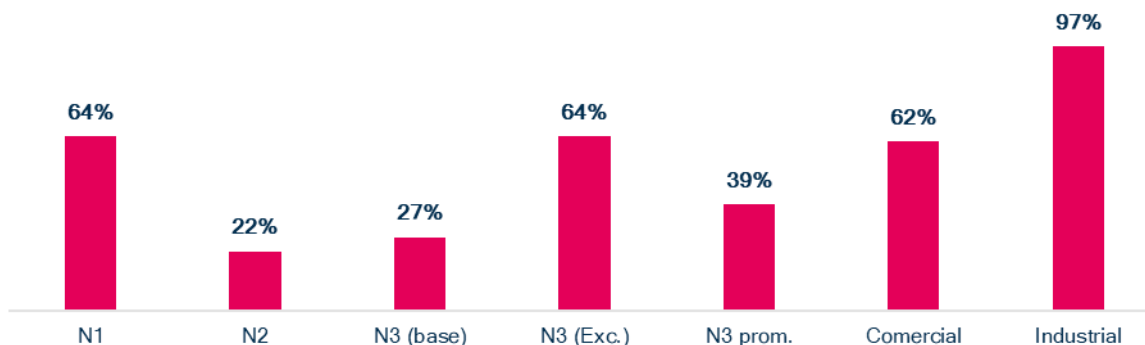


Fuente: elaboración de la Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

⁹ Luego esto fue modificado en algunas zonas del país ampliando los topes.

Cubrimiento sobre el monómico en febrero de 2022

(en AR\$/MWh)



Fuente: elaboración de la Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

En este contexto, de no aplicarse nuevos incrementos sobre el precio de la energía en 2023, pese a la instrumentación de la segmentación tarifaria, el precio estacional promedio seguramente estará por debajo del de 2022 evaluado en dólares. Sin embargo, si bien el resultado de la segmentación no arroja por el momento un ahorro fiscal significativo, aún sin nuevos aumentos al precio estacional los subsidios a la energía eléctrica se reducirán en 2023 respecto a 2022 como consecuencia de un menor costo de generación.¹⁰

Evolución de la demanda de energía eléctrica en la Argentina

La evolución de la demanda de energía eléctrica en una visión de largo plazo

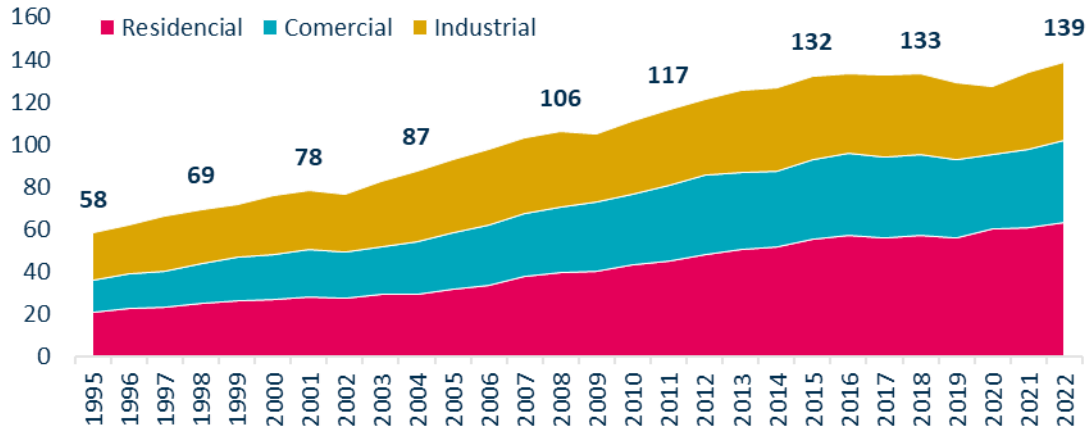
La demanda de energía eléctrica verificó una significativa tasa de expansión a lo largo de las últimas décadas, creciendo a una tasa anual acumulativa del 3,3% entre 1995 y 2022. Sin embargo, se observa un estancamiento hacia el final del período. Mientras que entre 1995 y 2000 la demanda de energía eléctrica se expandió a una tasa anual acumulativa del 5,4%, la misma se redujo al 3,9% durante la primera década del presente siglo y verificó un incremento de sólo el 0,7% entre los años 2015 y 2022.

Esta desaceleración en el nivel de consumo de energía eléctrica durante el último quinquenio podría encontrar su explicación centralmente en tres factores. En primer lugar, por el estancamiento económico que verifica la economía argentina desde hace ya casi una década, proceso que seguramente implicó una retracción en los niveles de demanda. En segundo lugar, el sensible incremento que verificaron las tarifas de la energía eléctrica desde comienzos de 2016 y hasta 2019, lo cual condujo a una disminución en el consumo unitario. Por último, la mejora de la eficiencia, tanto de electrodomésticos como luminarias, a lo largo de la última década también colaboró en un menor crecimiento de la demanda que el verificado en las décadas precedentes.

¹⁰ CAMMESA prevé un costo de generación de 82 USD/MWh en 2023.

Evolución de la demanda anual de energía eléctrica por segmento, 1995 - 2022

(en TWh)

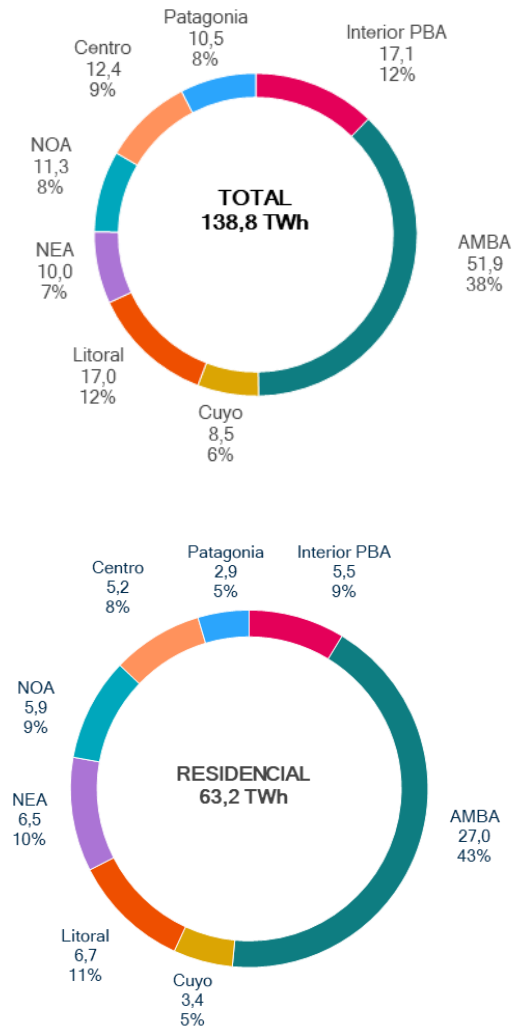


Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Al analizar la demanda desagregada por región se verifica una participación relativamente estable a lo largo de las últimas décadas. En el 2022, la región metropolitana de Buenos Aires explicó el 37,4% de la demanda de energía eléctrica en la Argentina, participación que se incrementa si se desagrega el análisis regional sobre el segmento residencial.

Participación por región en la demanda total y residencial

(En TWh y %)

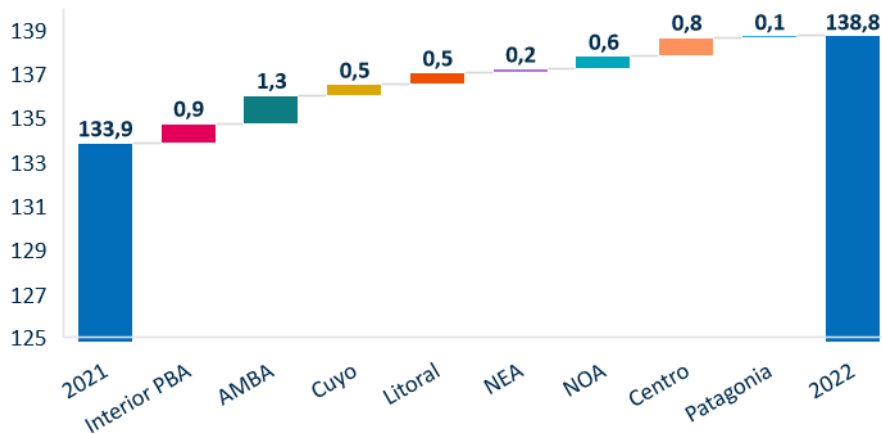


Fuente: elaborado por la consultora Economía y Energía en base a datos de CAMMESA.

De todas formas, si bien la participación de la demanda por región no ha tenido cambios sustantivos, es posible identificar una leve disminución de la participación del AMBA en 2022, fenómeno que no se produjo por una disminución del volumen de demanda de la región, sino por un significativo incremento de la región Centro y del interior de la provincia de Buenos Aires, que registraron variaciones interanuales del 7,2% y 5,5% respectivamente. Cabe destacar que el incremento de la demanda de estas regiones se explica en el caso del interior de PBA por un mayor nivel de demanda no residencial, mientras que en la región centro el incremento se distribuye de manera homogénea en todos los segmentos.

Aumento de demanda por región en 2022

(en TWh)



Fuente: elaborado por la consultora Economía y Energía en base a datos de CAMMESA.

Análisis de la demanda por segmento

Entre 2015 y 2020 se verificó una contracción de la demanda de energía eléctrica en todos los segmentos, excepto en el residencial en donde se registró una tasa de crecimiento anual acumulativa del 1,6% a pesar del elevado aumento registrado en los niveles tarifarios. De todas formas, el segmento residencial experimentó un dinamismo muy inferior al verificado en las décadas precedentes.

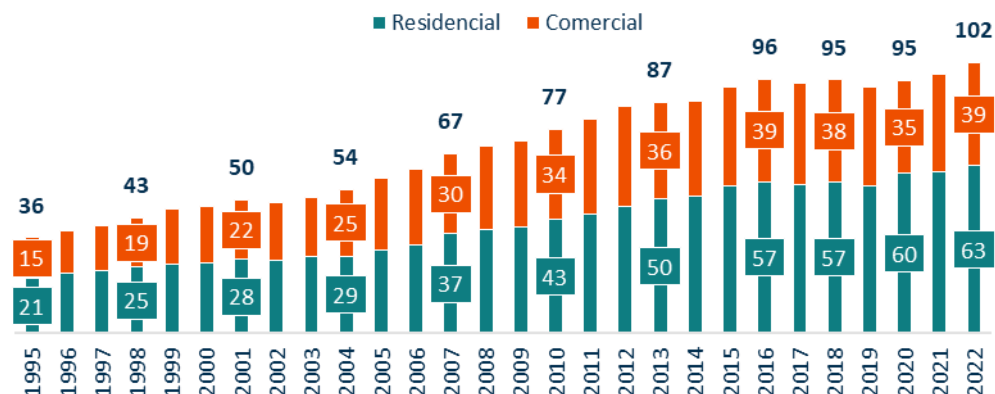
Tras varios años de estancamiento, la demanda de energía eléctrica durante 2021 superó la demanda máxima registrada en 2016 y en 2022 volvió a registrarse un nuevo pico, este fenómeno se apoya en el incremento de la demanda residencial que verificó un aumento del 11% respecto del nivel de demanda residencial registrado en 2016.

Por tanto, se observa que la dinámica de estancamiento de la demanda comenzó a revertirse verificando entre 2019 y 2022 (nuevo período de congelamiento tarifario) un incremento de la demanda del 4,4% en el segmento residencial y del 2,5% total, revirtiendo la tendencia de los años previos. Sin embargo, debe destacarse que el comportamiento de la demanda no ha sido homogéneo y se pueden observar diferencias de acuerdo con el segmento de consumo considerado.

Desde inicios del presente siglo, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial fue superior al incremento registrado en la demanda total, de todas formas, en los últimos años esta tendencia se ha reducido.

Demanda de energía eléctrica, segmento residencial y comercial

(en GWh)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Por su parte, el segmento comercial e industrial mostraron sus mayores niveles de demanda en los años 2016 y 2015 respectivamente. El sector comercial evidenció una desaceleración marcada entre 2015 y 2020, con una retracción del 1,3% anual acumulativo. Sin embargo, en los últimos años se empieza a verificar un cambio de tendencia registrando variaciones interanuales del 4% y del 5% en 2021 y 2022.

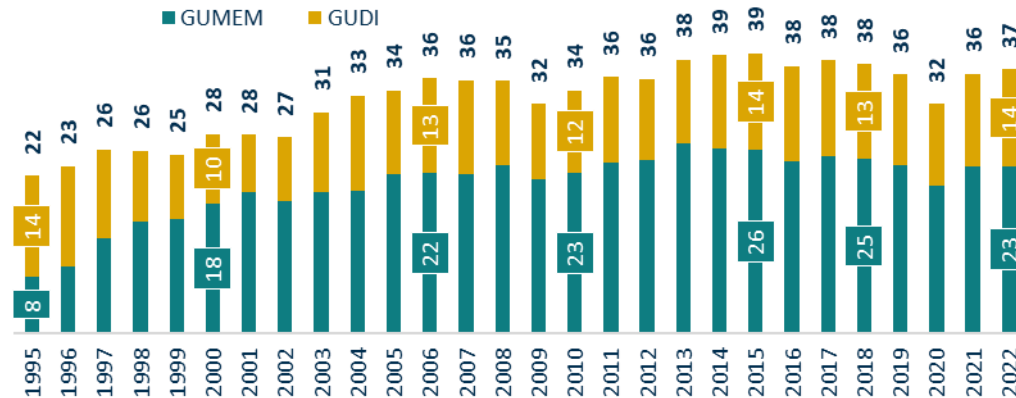
La disminución de la demanda industrial es un proceso de más largo plazo, ya que se verifica una estabilización y posterior retracción en los niveles de demanda desde comienzos de la década pasada, proceso que se agudizó entre 2015 y 2020. Desde el pico de demanda industrial en 2015, comenzó a disminuir tocando su piso en 2020, durante el año de mayores restricciones producto de la pandemia. La demanda industrial en 2021 y 2022 verificó niveles similares a los de los años 2018 y 2019.

De todas formas, la evolución del consumo industrial presenta diferencias según el tipo de usuario que se considere, en el caso de los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista la demanda verificó una retracción del -1,6% anual acumulativo entre 2015 y 2021, en tanto que en el caso de los grandes usuarios abastecidos por distribuidoras (GUDI) la contracción en los niveles de consumo alcanzó el 0,7%. Sin embargo, si se considera el período 2019 -2022 se observa un incremento del 1,9% en el caso de los GUDI y un 0,1% en el caso de los grandes usuarios.

Tanto los GUDI como los grandes usuarios mayores (GUMA), grandes usuarios menores (GUME) y grandes usuarios particulares (GUPA), verifican una disminución en el consumo unitario.

Demanda de energía eléctrica, segmento industrial

(en GWh)



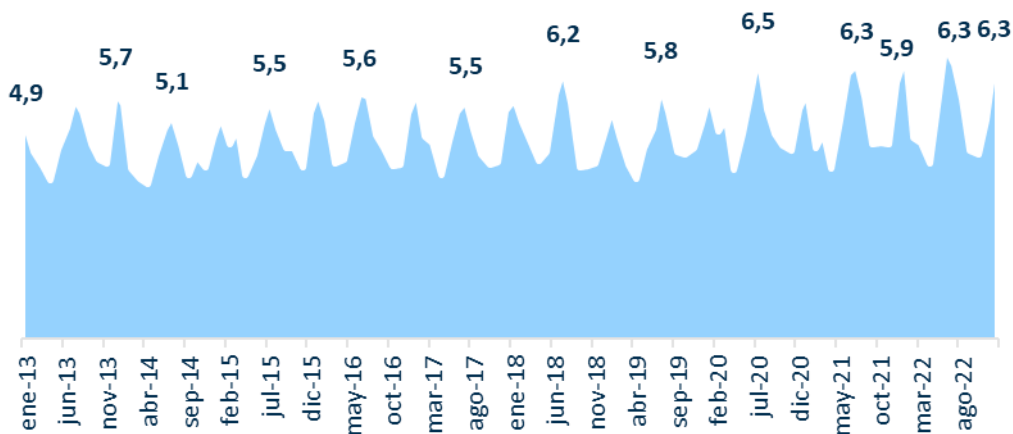
Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Estacionalidad y picos de la demanda

Adicionalmente al analizar el comportamiento de la demanda a lo largo del año se identifica una elevada estacionalidad con picos de consumo en invierno y verano. Al igual que en el caso del gas natural, esta suele ser más acentuada en el segmento residencial y se encuentra estrechamente relacionada con el nivel de temperatura.

Demanda mensual residencial

(en TWh)

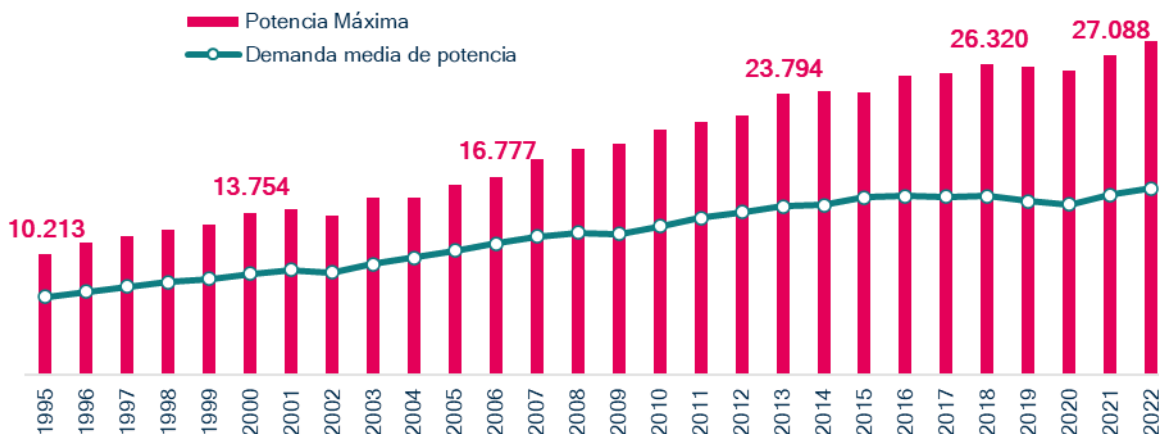


Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

La evolución de la demanda máxima de potencia verifica una tendencia similar a la demanda total respecto a las tasas de crecimiento observadas desde mediados de la década de 1990. La tasa de crecimiento anual acumulativa de la demanda máxima de potencia fue del 4,1% entre 1995 y 2019, con una tasa de crecimiento descendente en las últimas décadas. Sin embargo, a diferencia de lo que se verificó en el caso de la demanda total, la demanda máxima de potencia mantuvo una expansión positiva durante todo el período.

Evolución de la potencia máxima y la potencia media, 1995 - 2022

(en MW)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Cabe destacar que se produjeron modificaciones sustantivas en la demanda máxima de potencia a lo largo de las últimas décadas. En efecto, a mediados de la década de 1990 el pico de consumo se verificaba en el período invernal, pero a lo largo del presente siglo el incremento en los electrodomésticos de confort condujo a que el pico de consumo pasara a ubicarse en el período estival.

El aumento de la demanda máxima de potencia a lo largo de los últimos años, en un contexto de retracción de la demanda media, determinó un encarecimiento en los costos promedio del sistema ante la necesidad de disponer de generación adicional para el abastecimiento de los picos de consumo. En este sentido, la incorporación de potencia de generación de energía eléctrica adicional a lo largo de los últimos años fue central para garantizar el abastecimiento de los cada vez más pronunciados picos de consumo sobre todo en el período estival.

Comportamiento reciente de la demanda de energía eléctrica

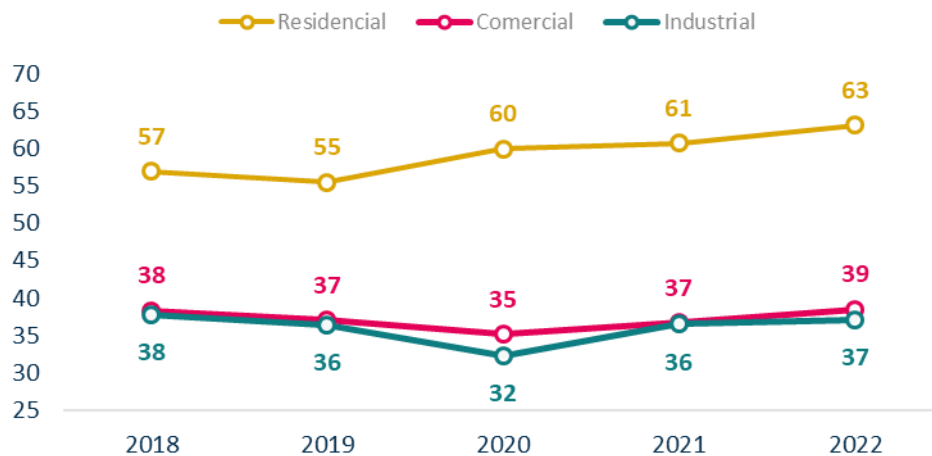
En el año 2022, la demanda de energía eléctrica registró un incremento del 3,6% respecto a 2021 y un 7,6% respecto de 2019. Debe considerarse que el año 2020 tuvo características particulares producto de un hecho excepcional, el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio en el marco de la pandemia por COVID-19. Las medidas adoptadas implicaron una fuerte restricción a la movilidad que influyeron en el crecimiento de la demanda residencial y la consecuente caída de los sectores comercial e industrial, que empezaron a recuperar sus niveles de consumo recién a finales de ese año.

Particularmente, en el sector residencial, a la contracción de la demanda observada en 2019 siguió un período de recomposición, con un incremento interanual de 8,2% en 2020 y un 13,8% si se compara la demanda residencial de 2022 con la de 2019. Respecto de la sensible recuperación de 2022 debe señalarse que, si bien la temperatura media anual se ubica en niveles similares a los años previos (aunque un 3% por debajo de la temperatura del 2021), durante el mes de diciembre de 2021 y 2022 se registraron temperaturas similares y por encima de la observada los años previos. A raíz de esto la demanda del mes de diciembre de 2022 se ubicó un 7,3% por encima de la de 2021 y un 28,4% y 34,5% respecto del mismo período de 2019 y 2018 respectivamente.

Los niveles de consumo en el sector industrial y comercial se recuperaron en 2022, respecto al año previo, registrando niveles similares a los valores prevalecientes con anterioridad a la pandemia, la demanda comercial se ubicó en un 4% por debajo de lo registrado en 2019 y la demanda industrial se incrementó en un 1,9%.

Evolución reciente de la demanda de la demanda de energía eléctrica

(en TWh)

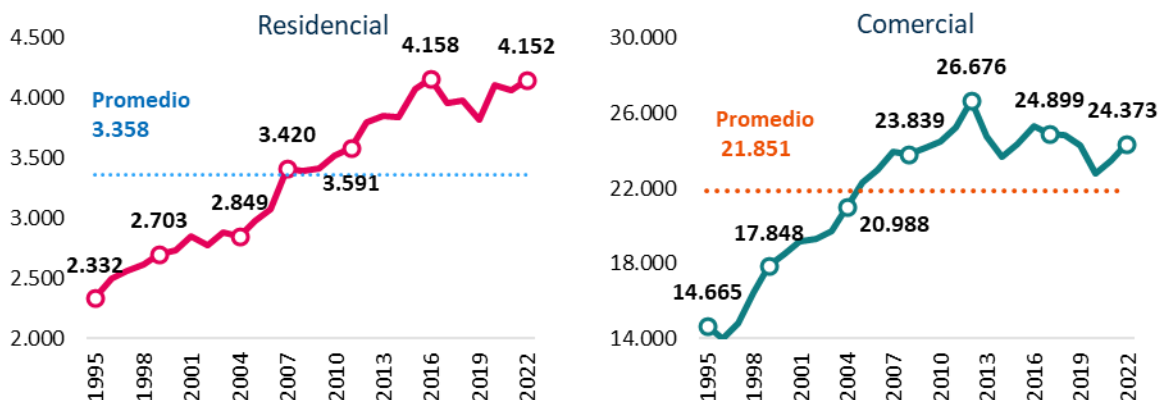


Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Al analizar los consumos medios por usuario, en el caso de los usuarios residenciales es posible identificar una clara tendencia expansiva hasta el año 2016. Desde allí y en línea con los incrementos tarifarios y la contracción del nivel de actividad económica la demanda unitaria comenzó a disminuir. Sin embargo, desde el año 2021 se observa una recuperación del consumo unitario, alcanzando un nivel similar al pico de consumo unitario de 2016.

Demanda unitaria sector residencial y comercial ⁽¹⁾

(KWh/año por usuario)



Notas: (1) la cantidad de usuarios publicada por la Secretaría de Energía se discontinuó en el año 2016, por lo que entre los años 2017 y 2022, se aplicó la variación para cada segmento correspondiente a la cantidad de usuarios publicada por ADEERA. Fuente: elaborado por la consultora Economía y Energía en base a datos de CAMMESA, Secretaría de Energía y ADEERA.

Para el caso de la demanda unitaria comercial, también es posible identificar un aumento en 2022. Sin embargo, los niveles de consumo medio por usuario aún se encuentran por debajo de los niveles pre-pandemia y un 8,6% por debajo del pico histórico de demanda unitaria comercial correspondiente al año 2012.

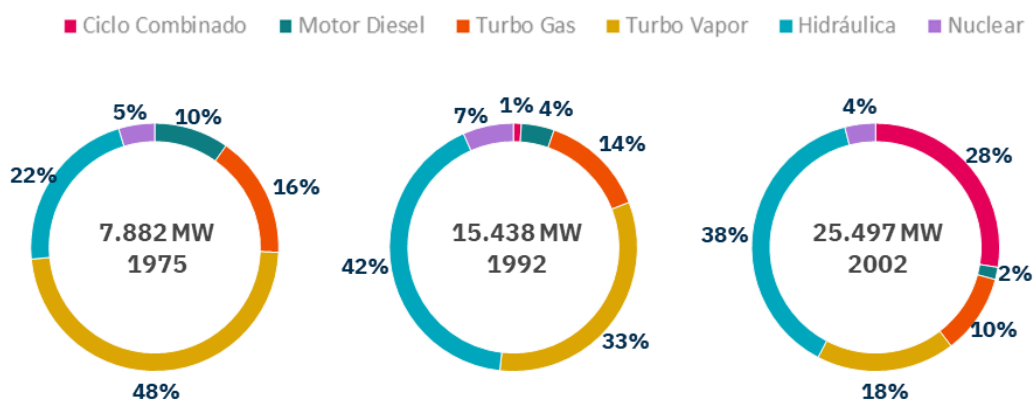
Evolución de la oferta de energía eléctrica en el largo plazo

Como se señaló, a comienzos de 1990, la matriz de energía eléctrica en la Argentina estaba centralizada y administrada por el Estado nacional, con una elevada incidencia de las centrales de generación hidroeléctrica, obras con elevados requerimientos de inversión y muy lenta amortización. Entre los años '70 y el año 1992, ingresaron en operación 4.708 MW hidráulicos, pasando a componer el 42% de la generación total.

El descubrimiento del yacimiento de gas natural de Loma de la Lata y su desarrollo en las décadas posteriores condujo, a partir de la década de 1990, a una expansión significativa de la generación de origen térmico abastecida con gas natural. Esto se tradujo en la progresiva incorporación de ciclos combinados (CC), en detrimento de las grandes obras de infraestructura hidráulica.

Potencia instalada en 1975, 1992 y 2002 ⁽¹⁾

(en MW)



Nota: (1) Los datos de potencia pueden diferir con la serie de datos publicada por CAMMESA, disponible a partir del año 2000. Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a Secretaría de Energía.

Tras la privatización del sector eléctrico, a comienzos de la década de 1990, la incorporación de potencia profundizó el sesgo térmico de la matriz eléctrica, dado que estas tecnologías ofrecían un recupero más acelerado de la inversión. La mayor incorporación de potencia se produjo en la tecnología de ciclos combinados, incrementando así la utilización de gas natural.

Sumado a la incorporación de potencia térmica, se agregó la entrada en funcionamiento de las hidroeléctricas Piedra del Águila y Yacyretá, lo que permitió un incremento en la oferta energética, habilitando así la incorporación, en tan sólo 10 años, de poco más de 8.000 MW de potencia y superando de este modo la crisis de abastecimiento energético registrada a fines de la década de 1980, al tiempo que permitió acompañar el incremento de la demanda, producto de la intensificación del consumo y de la expansión de las redes.

El aumento de la generación térmica a partir de la década de 1990 se produjo en paralelo a la disminución de la oferta local de gas natural, que alcanzó su pico en el año 2004 momento a partir del cual los yacimientos convencionales existentes empezaron a mostrar un declive significativo. De esta manera, ante el creciente consumo de energía eléctrica se requirió un aumento de las importaciones, tanto de gas natural como de combustibles líquidos (gasoil y fueloil), proceso que derivó en un incremento considerable en el costo de generación.

En la primera década del presente siglo, no se verificó una modificación sustancial en la matriz de generación de energía eléctrica. Por el contrario, se profundizaron las tendencias prevalecientes desde la década de 1990 en términos de una creciente participación de la generación térmica en la generación total. Si bien se sancionó la Ley Nro.26.190 en 2006 con el propósito de incorporar potencia procedente de fuentes de energías renovables no convencionales, la falta de acceso al financiamiento y los altos precios truncaron este proceso.

Esta normativa contemplaba el otorgamiento de beneficios fiscales y el establecimiento de una prima tarifaria

por encima de la tarifa corriente (fija en pesos). Sin embargo, no tuvo efectos prácticos ya que los beneficios fiscales se reglamentaron cinco años después de sancionada la ley y no se consideró la fijación de un mecanismo de ajuste de precios, con lo cual las inversiones no fueron significativas. Posteriormente, mediante el programa GenRen de 2009, se fijaron contratos de abastecimiento de largo plazo nominados en dólares, de este modo, se adjudicaron obras por 950 MW. Sin embargo, la falta de financiamiento -dado el cierre de los mercados de crédito para la Argentina a raíz de la irresolución de la situación de los bonistas que no habían entrado en el canje de deuda- hizo que sólo se concretasen proyectos por 222 MW, es decir, el 23% de lo adjudicado. En 2011, sucedió algo similar con los proyectos que se presentaron bajo la Resolución SEN Nro.108, destinada a la adjudicación de proyectos de mayor envergadura.

Recién con la sanción de la Ley Nro.27.191 en 2015 se inició un proceso de diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica en base a la incorporación de fuentes de generación renovables.

Las políticas públicas orientadas a ampliar la oferta de generación resultaron en un incremento de potencia del 42% entre 2002 y 2015, pasando de 23.590 MW a 33.564 MW. Sin embargo, producto del acelerado crecimiento de la demanda, el sector de generación operó a fines de dicho período con escasa reserva de potencia. A la vez, este escenario impidió la desafectación de las máquinas más antiguas y con bajos niveles de eficiencia. De todas formas, pese a la reducción de la reserva de potencia no se llegó a una situación de desabastecimiento en el sistema eléctrico como había acontecido a finales de la década de 1980.

En diciembre de 2016 se declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, marco en el cual el Ministerio de Energía convocó, a través de la Resolución Nro.21/2016, a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica de energía eléctrica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. En esta misma línea, en mayo de 2017 se dictó la Resolución Nro.287/2017, abriendo la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente.

Respecto de las energías renovables, como se mencionó, en octubre de 2015 se promulgó la Ley Nro.27.191 (reglamentada por el Decreto Nro.531/2016) y se convocó a sucesivas rondas licitatorias para la incorporación de potencia renovable. A su vez, en agosto de 2017 se reglamentó el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), que fijó las condiciones para que los grandes usuarios del MEM y los GUDI (Grandes Usuarios Distribuidoras) cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante el mecanismo de compras conjuntas de CAMMESA, la contratación individual en el MATER, por autogeneración de fuentes renovables. Recientemente por Resolución Nro.370/2022 de la Secretaría de Energía, agrega un Anexo a la Resolución Nro.281 y habilita a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas o GUDI.

En los últimos años, se experimentó un incremento en la reserva de potencia del sistema. Ello se debió, fundamentalmente, a la expansión de las energías renovables no convencionales en un contexto de estabilización de la demanda de energía eléctrica. La incorporación de potencia térmica continuó teniendo un peso decisivo en la ampliación del parque generador, entre 2016 y 2020 se instalaron 3.786 MW térmicos a partir de la generación de turbina a gas y de ciclos combinados.

En 2022 la potencia eléctrica instalada ascendió a 43.258 MW, verificándose por lo tanto un incremento de 11.607 MW a lo largo de la última década. A febrero de 2023, la potencia instalada equivalía a 43.258 MW.

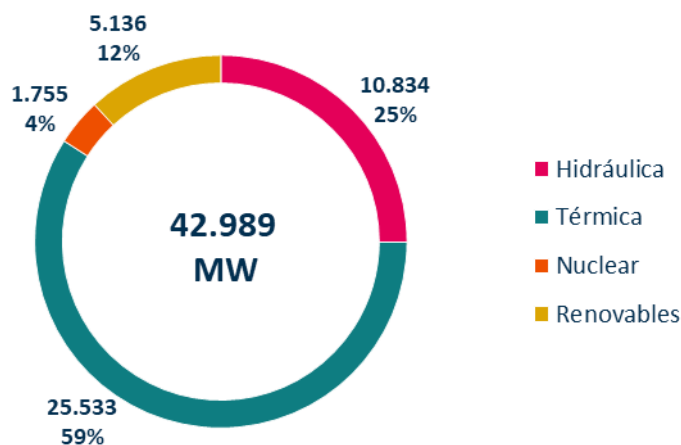
En 2022, el 59% de la potencia instalada correspondía a generación térmica y más del 25% a hidroelectricidad mientras que las energías renovables no convencionales (incluyendo los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con potencias menores a 50 MW) explicaban el 11,8% y la energía nuclear el 4,1%.

En lo concerniente al crecimiento del parque de generación térmico, en la última década se ha privilegiado la expansión de tecnologías eficientes, destacando las centrales de turbo gas y los ciclos combinados. De este modo, entre 2010 y 2021, la capacidad térmica instalada registró un incremento de 56%. Para el 2022, los ciclos

combinados comportan 31% del total de la capacidad de generación (más de 13.000 MW de potencia instalada). A la fecha, conforme a lo estipulado por CAMMESA en el resumen ejecutivo del año 2022, la generación total para ese año fue de 138.782 GWh. Los primeros dos meses de 2023, la generación neta local fue de 25.073 GWh, siendo la generación térmica 15.364 GWh, la generación hidráulica 5.288 GWh, generación nuclear 1.255 GWh, y generación renovable 3.166 GWh.

Composición de la matriz de generación eléctrica. Potencia instalada por fuente, 2022

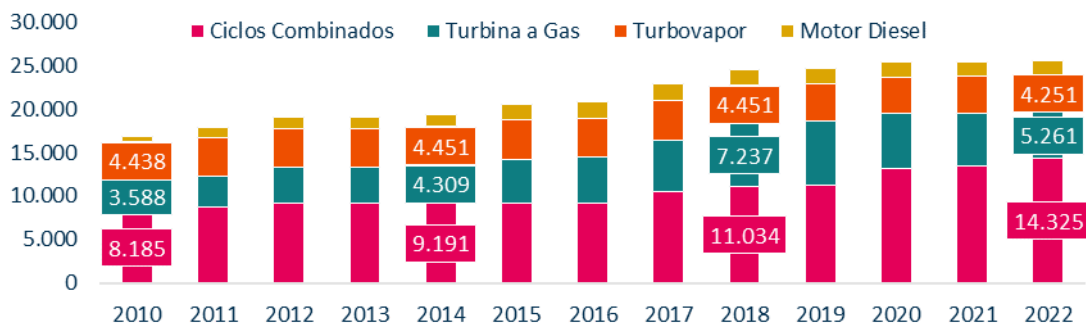
(en MW y %)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Evolución de la potencia térmica por fuente de generación, 2010 - 2022

(en MW)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

En el año 2022, se registró un incremento en la energía eléctrica generada del 6%, alcanzando 138.742 GWh frente a los 141.797 GWh registrados en 2021. La generación térmica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento (considerando aquella a base de gas natural como de combustibles líquidos y carbón mineral), permitiendo una generación de 81.746 GWh, representando así 59% de la generación eléctrica total. Asimismo, la generación hidroeléctrica contribuyó con 30.186 GWh neto de bombeo, representando 22% del total. La generación renovable alcanzó su pico histórico con 19.340 GWh, 14% del total, y la nuclear, desplazada por segundo año consecutivo al cuarto lugar en la participación sobre el total, aportó 7.469 GWh, alcanzando 5% de la generación total. A la vez, que se efectuaron exportaciones por 31 GWh y las importaciones fueron de 6.310 GWh, alcanzando una participación del 4% sobre la oferta total de energía.

Para febrero de 2023, la generación de térmica de energía presentó una variación de +7,3% respecto del mismo período del año previo, mientras que la oferta local fue de 12.479 GWh en comparación con los 11.021 GWh del año anterior.

En el caso de la generación hidroeléctrica neta de bombeo, se logró revertir el bajo nivel de generación de 2021 como consecuencia de las condiciones climáticas prevalecientes (sequía), incrementándose en 2022 en un 25% respecto del año previo.

Demanda de combustibles para el parque termoeléctrico

La ampliación de potencia térmica en Argentina se asoció a la abundante disponibilidad de gas natural. Sin embargo, esta acelerada expansión del parque termoeléctrico se produjo en un contexto de disminución de la disponibilidad de gas natural verificada desde mediados de la década del 2000, lo que condujo a la creciente utilización de combustibles alternativos para el abastecimiento de las usinas de generación de energía eléctrica.

Entre los años 2011 y 2016 se requirió la mayor cantidad de líquidos alternativos al gas natural del período considerado. De todas formas, las políticas de estímulo a la producción de gas natural instrumentadas a comienzos de la década pasada permitieron revertir el declino de la producción y dada la mayor disponibilidad de gas natural disminuir la utilización de combustibles líquidos en el sistema de generación desde mediados de la década.

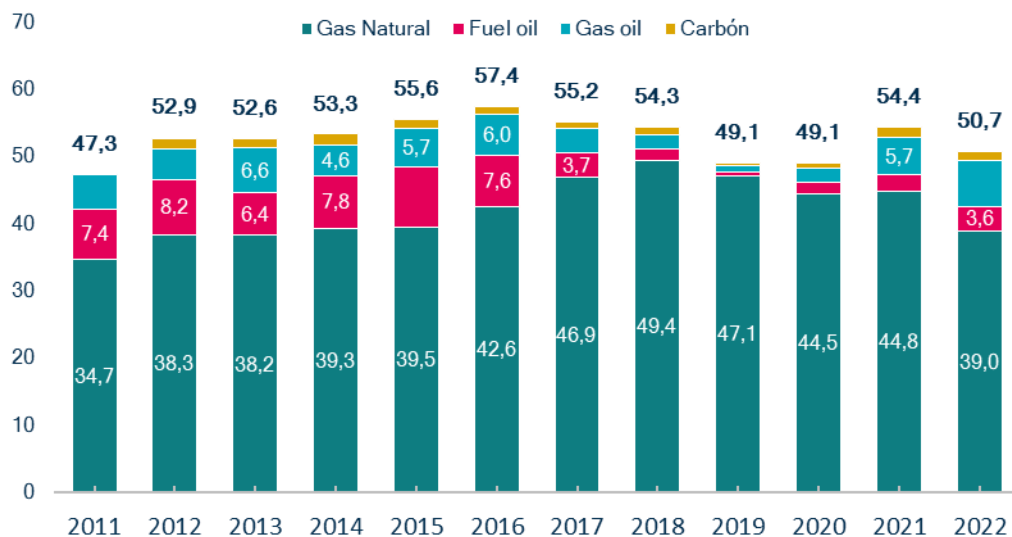
En este marco, el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica tuvo una tendencia creciente hasta 2018, centralmente producto de la sustitución de combustibles líquidos. La mayor disponibilidad de gas natural implicó una mayor utilización de dicho hidrocarburo y un desplazamiento de los combustibles líquidos hasta el 2018.

Durante los años 2019 y 2020, en un contexto, de estancamiento de la demanda de energía eléctrica, se registró una menor utilización de combustibles en generación de energía eléctrica, producto del menor despacho como consecuencia del incremento de la generación de origen renovable y nuclear y por el aumento de eficiencia en el sector de generación térmica.

En 2022, el consumo total de combustibles fue de 59,7 MMm³/día, esto es un 7% por debajo del consumo de 2021, lo que se explica centralmente por la mayor disponibilidad hidroeléctrica. Sin embargo, pese al menor consumo de combustibles, se verifica una disminución de la generación con gas natural respecto del año 2021. Esto se debió principalmente a la menor disponibilidad de este producto, lo que condujo a una reducción de casi -6.0 Mm³/d en el consumo de gas natural en el año 2022 en comparación con el año 2021 (-13%). Esto fue compensado por el aumento en el consumo de combustibles alternativos, en particular gasoil importado y fuel oil. Asimismo, el comportamiento de la demanda en el año 2022 implicó una menor generación térmica y nuclear por menor disponibilidad (en especial en el segundo semestre). El incremento en la demanda fue cubierto por mayor generación hidroeléctrica y renovable (nueva potencia, crecimiento medio alrededor de 200 MW medios). Asimismo, se incrementó la importación de energía eléctrica, aumentando casi 5.500 GWh (630 MW medios) respecto del año previo.

Consumo de combustibles para generación térmica

(en millones de m3/día de gas equivalente)



Fuente: elaborado por la consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Evolución reciente en los niveles de reserva de potencia

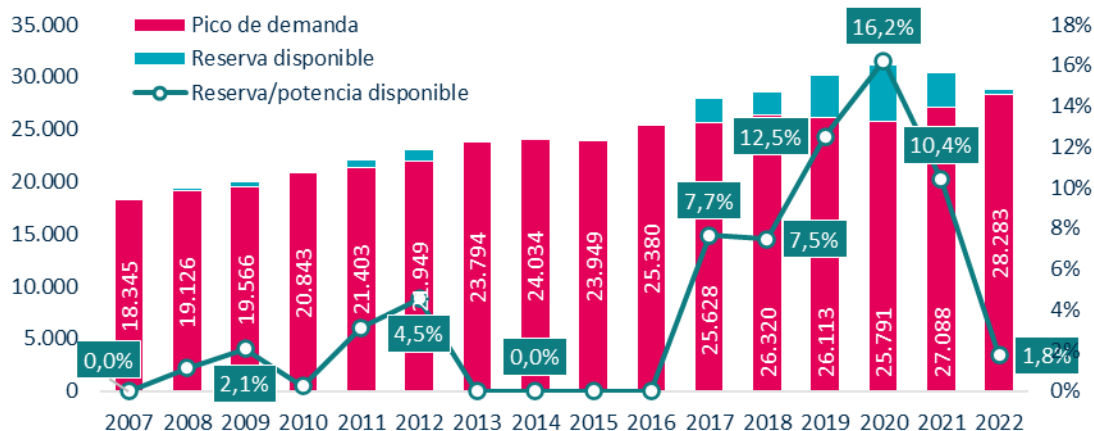
La incorporación de potencia a lo largo de los últimos años condujo a un incremento de la reserva de potencia en el pico de demanda del sistema, permitiendo revertir los bajos niveles de reserva prevalecientes a mediados de la década pasada.

Esta incorporación al sistema de generación se concentró en generación térmica y renovable, con aportes de 3.405 MW renovables y 6.354 MW térmicos entre los años 2021 y 2016. El crecimiento del parque térmico se centró en tecnologías de turbo gas y ciclos combinados, en contraposición a las tecnologías térmicas menos eficientes. A su vez, el crecimiento de las energías renovables se basó fundamentalmente en la tecnología eólica.

En este sentido un factor central a considerar para analizar el nivel de reservas es la disponibilidad por tecnología, así, por ejemplo, mientras que los ciclos combinados mostraron en 2022 un nivel de disponibilidad del 82%, la tecnología eólica estuvo en torno a los 46%, siendo de las tecnologías renovables con mayor disponibilidad (sólo superada por las centrales térmicas de biogás que alcanzaron un 50%). El actual nivel de reservas determina que en los próximos años deberá incorporarse potencia adicional para evitar así potenciales restricciones en la oferta futura de energía eléctrica.

Evolución del pico de demanda y niveles de reserva, 2007 - 2022

(MW y %)

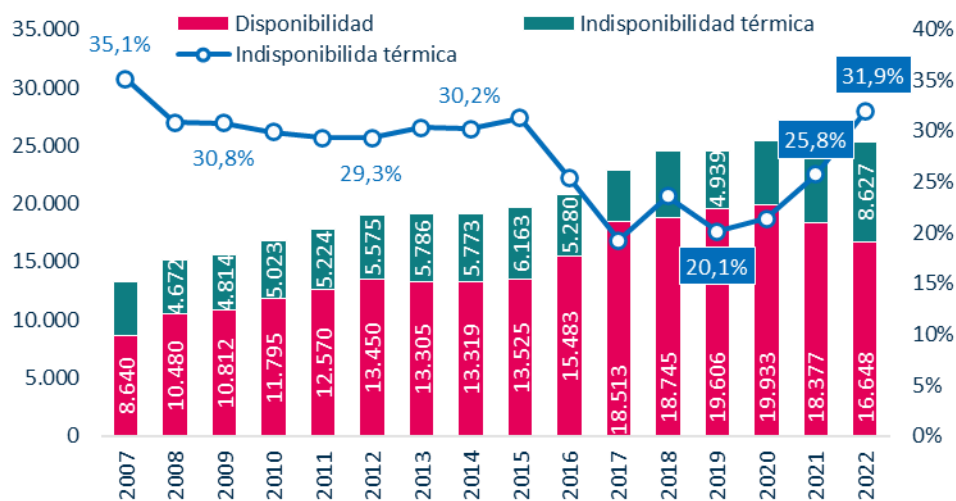


Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

Por otro lado, a lo largo del último año se verificó un aumento en la indisponibilidad de la generación térmica. En efecto, la indisponibilidad de este tipo de generación fue del 26% durante 2021 y en 2022 alcanzó el 31,9%, el valor más alto desde mediados de la década pasada. Para revertir los elevados porcentajes de indisponibilidad térmica se instrumentó la Resolución Nro.59/2023 que dolariza parte de la remuneración de la “generación vieja” (ver apartado “Acuerdo de disponibilidad de potencia para la ‘generación vieja’”).

Disponibilidad de potencia en la generación térmica, 2008 - 2022

(en MW y %)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a CAMMESA.

El mercado de gas natural y su impacto sobre el sector de generación

El mercado de gas natural en Argentina se rige por el marco regulatorio establecido bajo la Ley Nro.24.076 de 1992 que establece que el segmento de producción se encuadra en un régimen de libre competencia, en tanto que los servicios públicos de transporte y distribución constituyen sectores regulados por considerarse monopolios naturales.

Bajo este esquema, el precio del gas natural en boca de pozo se acordaba libremente entre las partes y se trasladaba, en el caso de los usuarios residenciales, directamente a las tarifas abonadas por los usuarios. Por su parte, los sectores de transporte y distribución de gas natural se encontraban regulados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) que tenía, y aún mantiene, a su cargo la potestad de fijar los valores agregados de distribución y transporte a nivel nacional. Sin embargo, tras el abandono del régimen de convertibilidad a fines de 2001, se verificó una creciente intervención del Estado argentino en la determinación de los precios del gas natural en boca de pozo destinados al abastecimiento del segmento residencial y de usinas.

La abundante disponibilidad de gas natural desde fines de la década de 1970 con el descubrimiento del yacimiento de Loma de la Lata permitió la progresiva expansión del servicio y el desarrollo de una extensa infraestructura de transporte por gasoductos a nivel nacional. A su vez, en el marco del inicio del proceso de privatizaciones a comienzos de la década de 1990, el sistema eléctrico se encontraba inmerso en una profunda crisis, requiriendo la urgente incorporación de potencia para abastecer una demanda creciente. De esta forma, la expansión del parque de generación eléctrico se apoyó en la instalación de centrales térmicas abastecidas a gas natural. Para los estándares de la época, estas centrales resultaban eficientes, de rápida construcción, de un plazo relativamente corto de amortización (a diferencia de las grandes obras hidroeléctricas y nucleares) y económicas en el marco de un gas natural abundante y barato.

Si bien hasta mediados de la primera década del presente siglo se contó con abundantes recursos gasíferos, la falta de inversión en el sector, producto de la disminución del precio de este producto en la economía local y el agotamiento progresivo de los recursos convencionales, determinaron una disminución de la oferta local de gas natural.

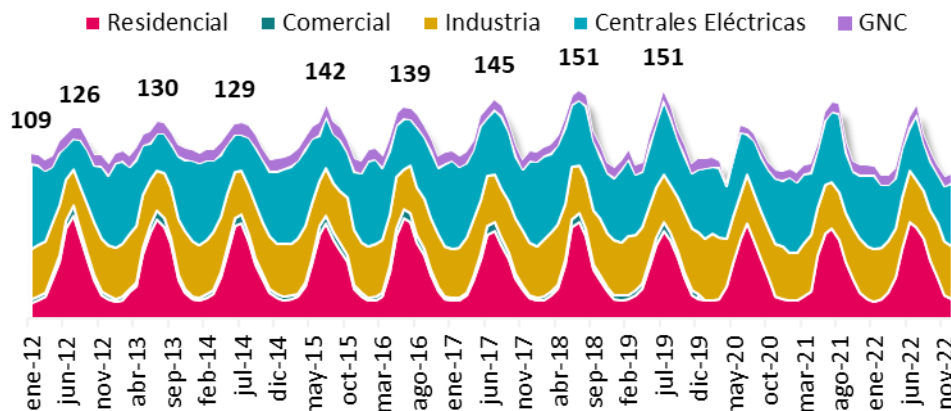
La regulación de los precios domésticos del gas natural llevada adelante por parte del Estado nacional, a través del acuerdo con productores, desde el abandono del régimen de convertibilidad, condujo a un precio del gas natural en el mercado local crecientemente por debajo de su precio internacional, proceso que se tradujo en una sensible contracción en las inversiones en el sector. Entre 2004 y 2008, el precio promedio percibido por los productores en boca de pozo no superó los US\$ 1,6 por MMBTU, mientras que el precio internacional llegó a superar los US\$ 7 por MMBTU. Paralelamente, se impusieron crecientes restricciones a la exportación y se reintrodujeron retenciones a las exportaciones. Estas medidas, en un contexto de agotamiento de los recursos convencionales, condujeron a una sensible caída en la producción de gas natural. Entre 2004 y 2014 la producción se contrajo a una tasa anual acumulativa de 2,3%, al tiempo que, en el mismo período, el consumo doméstico se expandió a una tasa anual acumulativa del 2,4%.

El aumento de la demanda de gas natural, en un contexto de progresiva reducción de la oferta condujo a un persistente incremento en las importaciones de gas natural y combustibles líquidos. El aumento en las importaciones de gas natural y combustibles a fin de garantizar el abastecimiento interno condujeron a que el sector energético se conformara en un sector determinante en la agudización de restricción externa que enfrentó la economía argentina en la segunda década del siglo XXI.

Cabe señalar, que la sensible estacionalidad que presenta la demanda de gas natural en Argentina condujo, en una primera instancia, a la importación de volúmenes para abastecer el pico de consumo invernal, pero a medida que se reducía la oferta local la importación de gas natural, Gas Natural Licuado (GNL) y combustibles líquidos se fue extendiendo y requiriendo importaciones incluso en los períodos de baja demanda local.

Demanda de gas natural por segmento, ene. 2012 - dic. 2022

(en Mm3@9300kcal/día)




Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a ENARGAS.

Si bien a partir de 2007 se llevaron adelante políticas públicas orientadas a revertir el declino de la producción de gas natural y así garantizar el abastecimiento de la demanda interna, este objetivo no se logró hasta 2013, cuando se instrumentó el Plan Gas. Este programa contemplaba una duración de cinco años y tenía por objetivo alcanzar un incremento en la inversión que permitiera revertir el declino a través de la recomposición del precio percibido por los productores. El programa de incentivos consistió en un mecanismo mediante el cual el Estado nacional otorgaba a las empresas productoras una compensación equivalente a la diferencia entre US\$ 7,5/MMBTU y el precio percibido por sus ventas a la demanda, aplicado al volumen de gas inyectado por encima de la inyección base de cada empresa. A su vez, la producción base se ajustaba anualmente según una tasa de declino específica para cada empresa. Posteriormente, se instrumentó el Plan de Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con inyección reducida (Plan Gas II).

El aumento en el precio promedio percibido por las productoras permitió no sólo disminuir la tasa de declino de la producción sino alcanzar una expansión de la producción a partir de 2014. La producción de gas natural se expandió a una tasa anual acumulativa del 1,7% entre 2013 y 2017, revirtiendo el declino del 3,3% que había experimentado la producción entre los años 2008 y 2012.

Los distintos programas de incentivos que se instrumentaron tras la finalización del Plan Gas, en 2017, permitieron mantener y expandir progresivamente la producción de gas natural. Con la instrumentación del Plan Gas.Ar se fijaron volúmenes comprometidos a lo largo de 3 años de duración, cuya adjudicación se realizó a través de licitaciones fijando un precio máximo de 3,35 USD/MMBTU.

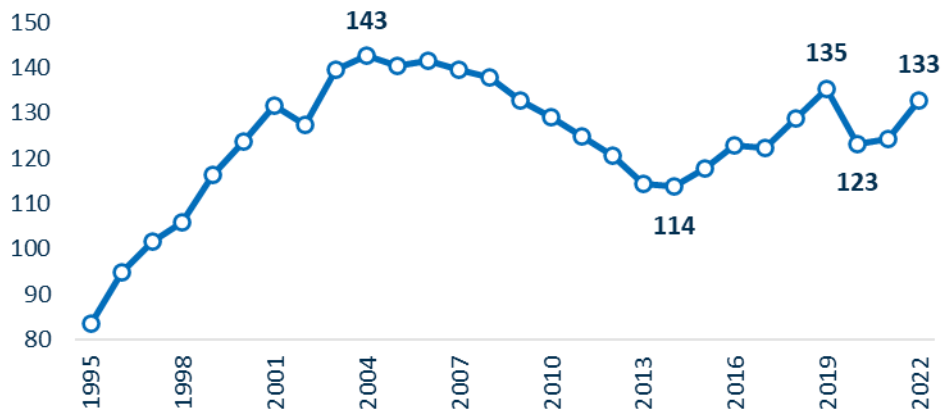
La instrumentación del Plan Gas.Ar, permitió una vertiginosa recuperación de la producción de gas natural en 2021 y 2022, tras la sensible contracción que había experimentado a lo largo de la pandemia. Por otro lado, se debe destacar que, en los últimos años, el incremento en los volúmenes de producción de gas natural estuvo asociado a la actividad no convencional que permitió más que compensar la tendencia declinante que presentan los yacimientos convencionales, es por esto que, la actual limitación de transporte de la cuenca neuquina inhibe la posibilidad de incrementar más aceleradamente la producción. Se espera que con la inauguración del gasoducto Néstor Kirchner a lo largo de este año se resuelva al menos parcialmente el problema de la evacuación del gas natural en cuenca neuquina.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Para dar continuidad con el Plan Gas.Ar se publicó el Decreto Nro.730 del 3 de noviembre de 2022 convocando a nuevas licitaciones y contractualizar la demanda de gas natural destinada al abastecimiento de la demanda prioritaria y a usinas a lo largo de los próximos años. La contractualización propuesta contempla la extensión de las rondas anteriores del Plan Gas.Ar, así como la inclusión de volúmenes adicionales ante el aumento en la capacidad de transporte que se verificará en la cuenca neuquina con la inauguración del gasoducto.

Evolución de la producción de gas natural, 1995 - 2022

(en Mm3@9300kcal/día)



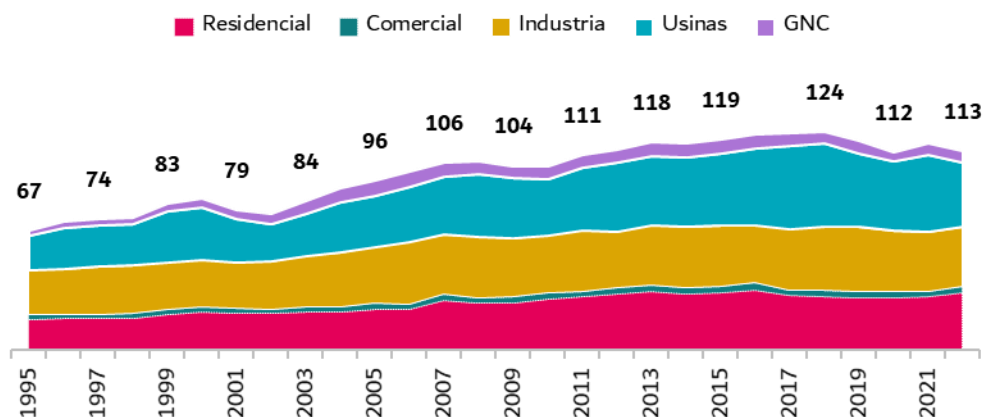
Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a ENARGAS.

Analizando nuevamente la demanda de gas natural, se observa que el pico de consumo doméstico de gas natural se alcanzó en el año 2018, traccionado centralmente por el consumo del segmento residencial y por la demanda de gas natural para usinas. En el primer caso, se registró una expansión del consumo de un 54% entre 2002 y 2014 a raíz de la mejora en los ingresos de la población, la expansión de la cobertura -que registró un incremento de 2,14 millones de nuevos usuarios- y el abaratamiento relativo en el precio. A su vez, la demanda de gas natural destinada al abastecimiento de las centrales térmicas se incrementó en un 87% en el mismo período.

Se debe señalar que el consumo de gas natural por parte de usuarios industriales y residenciales en Argentina ha sido tradicionalmente alto, constituyendo dos de los segmentos de mayor demanda y dando cuenta del alto grado de penetración del gas natural en el país. No obstante, la composición de la demanda de gas natural se ha ido modificando a lo largo del tiempo. Mientras que la demanda residencial y comercial mantuvo su participación sobre el total de la demanda en el período analizado -en línea con el peso relativo que ha registrado históricamente la demanda de los hogares-, el consumo industrial fue perdiendo relevancia, pasando del 35% de la demanda en 2002 al 29% en 2014. Esto último se debió en buena medida al menor crecimiento registrado en la actividad manufacturera y a las interrupciones del suministro que se realizaron en los meses de mayor demanda residencial, lo cual no solo afectó el consumo de las industrias ya existentes, sino que desincentivó la instalación de nuevas plantas industriales intensivas en el uso del gas natural.

Evolución de la demanda anual de gas natural por segmento, 1995 - 2022 ⁽¹⁾

(en MMm3 @9300 Kcal/día)



Nota: (1) La demanda residencial incluye el segmento de subdistribuidoras y entes oficiales. Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a ENARGAS.

Pese a ello, la demanda se siguió incrementando, impulsada fundamentalmente por la demanda de gas natural para usinas y para el segmento residencial, tendencia que comenzará a revertirse en este último segmento tras la instrumentación de sucesivos incrementos tarifarios a partir del año 2014. Entre 2015 y 2020, la demanda total de gas natural verificó una retracción del 1,3% anual acumulativo, con caídas prácticamente en todos los sectores de la demanda, pero con mayor impacto en el sector residencial y comercial: -1,6% y -4,2% respectivamente. En 2022, el consumo de gas natural sufrió disminución del 3,8% respecto del año 2021. La mayor caída se produjo en el gas entregado a usinas que verificó una contracción del 17%.¹¹ En el caso de la demanda de gas natural por parte de las usinas su crecimiento se explica también por la mayor disponibilidad de gas natural, que permitió un progresivo reemplazo de combustibles líquidos en el sistema de generación. De todas formas, la retracción de la oferta local de gas natural durante 2020 y el impacto de la crisis hídrica a lo largo del último año determinaron una leve disminución en el consumo de gas natural para usinas y un mayor uso de combustibles líquidos.

Por otro lado, y a diferencia de la demanda residencial, el pico de demanda de gas natural para usinas corresponde al período estival, momento de elevada demanda para el sector eléctrico y de elevada disponibilidad de gas natural. En tanto, en el período invernal el pico de consumo por parte de las generadoras de electricidad es abastecido centralmente a través de la utilización de combustibles líquidos.

Asimismo, se puede apreciar un decrecimiento en el pico de demanda de gas natural, tanto en lo que respecta al período de invierno como al estival, proceso asociado las restricciones de la oferta en el mercado local, así como a la disminución de la demanda eléctrica junto a la modificación de la matriz de generación vinculada a la incorporación de fuentes renovables.

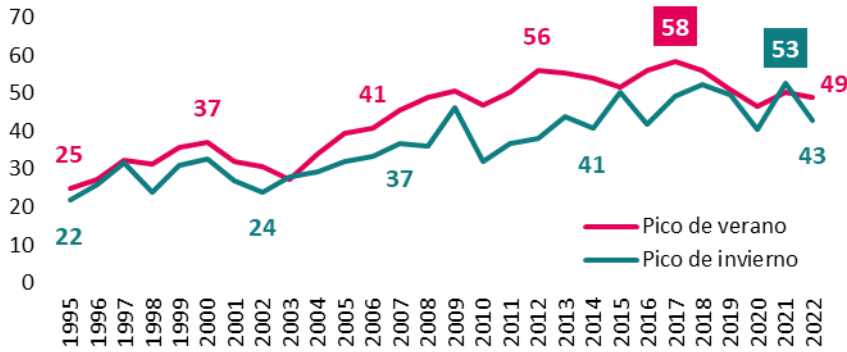
La demanda de gas natural por parte de usinas constituye el sector de demanda que ha mostrado mayor dinamismo en el período reciente y, particularmente, en los meses que comprenden el período estival, al tiempo que ha impulsado la demanda general. A pesar de ello, la menor oferta de gas natural registrada en los últimos

¹¹ Según datos de CAMMESA la disminución de la utilización de gas natural en usinas fue del 13,1%.

años ha conducido a una reversión de la tendencia observada.

Consumo de usinas en el pico de consumo de invierno y verano

(en MMm3 @9300 Kcal/día)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a ENARGAS.

Anexo: Regulaciones con influencia en generadores de energía eléctrica convencional

Dentro del marco general de la Ley Nro. 24.065 y sus normas complementarias, los generadores de energía eléctrica convencional pueden suministrar su energía bajo cuatro esquemas principales y distintos en Argentina. Las diferencias entre estas regulaciones involucran principalmente al tomador de la electricidad producida por las generadoras de electricidad y los términos de la compensación que tienen derecho a recibir.

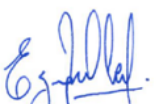
Estos cuatro marcos principales comprenden:

- El régimen de Energía Plus introducido por la Resolución de la entonces Secretaría de Energía Nro. 1281/2006;
- Generadores de energía de base de la Resolución SE Nro. 95/2013 y su enmienda de la Resolución SEE 19 E/2017, modificada por la Resolución Nro. 31/2020; modificada por la Resolución Nro. 440/20221, Resolución Nro. 238/2022 y Resolución Nro. 826/2022.
- Los contratos de abastecimiento celebrados en el marco de la Resolución SE Nro. 220/2007;
- Los contratos de abastecimiento celebrados en el marco de la Resolución SEE Nro. 21/2016 y SEE Nro. 287/2017.

En ese marco, las centrales de titularidad de MSU Energy son remuneradas bajo la Resolución SEE 21/2016 (PPA General Rojo Ciclo Simple, PPA Barker Ciclo Simple y PPA Villa María Ciclo Simple) y bajo la Resolución SEE 287/2017 (PPA General Rojo Ciclo Combinado, PPA Barker Ciclo Combinado y PPA Villa María Ciclo Combinado). Asimismo, en el marco de los PPAs mencionados, la potencia excedente de cada central es comercializada en el mercado spot bajo los términos de la Resolución 31/2010 de la Secretaría de Energía.

Energía Plus - Resolución SE 1281/2006

En septiembre de 2006, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 1281/06, que creó el programa Energía Plus. Este programa fue diseñado para promover inversiones en el sector de generación de energía para la instalación de nueva capacidad de generación que, a la fecha de la resolución, no formaba parte del MEM. Esta Resolución fue enviada para responder al aumento sostenido en la demanda de energía y para proteger a los


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

inversores privados que invertirían nuevo capital en el sector energético, con el objetivo de generar nuevas fuentes de energía.

Este marco regulatorio estableció que:

- tanto los grandes usuarios del MEM como los grandes clientes de empresas distribuidoras (en ambos casos, con consumos superiores a 300 kilovatios) estarían autorizados a obtener su suministro eléctrico hasta su "demanda base" (equivalente a su demanda en el año 2005) mediante la celebración de contratos a término con los generadores que invertían en estas nuevas unidades; y
- tanto los grandes usuarios del MEM como los grandes clientes de empresas distribuidoras (en ambos casos, con consumos superiores a 300 kilovatios) debían satisfacer cualquier consumo superior a su demanda base con energía del programa Energía Plus a precios que serían aprobados por el entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Sin embargo, el Estado Nacional permitió a los grandes consumidores obtener exenciones de la obligación de contratar la demanda incremental de estas nuevas unidades de generación de energía, e incluso limitó el traspaso de los costos reales en exceso a estos consumidores. Además de esto, la actividad industrial comenzó a perder impulso en comparación con años anteriores y el programa terminó con la capacidad de absorción de CAMMESA que no fue contratada por las nuevas unidades instaladas.

Contratos de abastecimiento celebrados bajo la Resolución SE 220/2007

Complementando la Resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía publicó el 18 de enero de 2007 la Resolución 220, por medio de la cual amplía la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

La Resolución SE 220/2007 facultaba a CAMMESA para celebrar contratos de abastecimiento con los "*oferentes de disponibilidad de energía adicional asociada y generación de capacidad de potencia, entregada por agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores*" que, hasta la fecha de dicha resolución, no estaban activos en el MEM. Esto significó que a CAMMESA se le permitió celebrar contratos de abastecimiento con aquellos generadores de energía que invirtieron en nueva capacidad de generación en base a la cual los inversores puedan vender a CAMMESA su capacidad de electricidad futura de hasta 10 años.

Bajo estos contratos de abastecimiento, los generadores comprometieron disponibilidad de capacidad de generación y CAMMESA pagó una remuneración que incluía (a) el precio por MW por mes de la disponibilidad de capacidad de generación de electricidad que los generadores comprometieron bajo los contratos de abastecimiento, y (b) el pago de los costos variables de los generadores (incluyendo combustible y mantenimiento, entre otros) asociados con el despacho de electricidad y también medidos en dólares estadounidenses por MWh, lo que significa que CAMMESA sólo paga dichos costos variables si los generadores efectivamente despachan electricidad a solicitud de CAMMESA. Los contratos de abastecimiento bajo este marco regulatorio estaban denominados en dólares estadounidenses y tenían un plazo de 10 años. Varias unidades de generación de energía se incorporaron hasta el año 2015 en este programa y sistema, incluidas algunas de las grandes centrales de ciclo combinado construidas a través de los fideicomisos de FONINVEMEM.

Energía Base - Resolución SE 95/2013

El 22 de marzo de 2013, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 95/2013, que modificó la regulación de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM que comercializaban su energía en el mercado spot, quedando excluidos de esta remuneración aquellos agentes que hayan comprometido su energía en el marco del Régimen de Energía Plus. Bajo esta modalidad, los generadores son remunerados por sus costos fijos en virtud de la *potencia puesta a disposición* de sus unidades generadoras. Bajo dicha resolución 95/2013, la remuneración a los generadores se realiza en base a la potencia puesta a disposición de las unidades de generación en las horas de remuneración de capacidad de generación (la mayoría de las horas en días hábiles, y parte de las horas en los fines de semana y feriados) de acuerdo con ciertos términos. Para los generadores térmicos bajo esta categoría, este esquema de remuneración consiste en que:

- el generadora cobra el 100% de la remuneración fija si la potencia puesta a disposición de la unidad a pagar excede la disponibilidad objetivo, conforme tal disponibilidad objetivo fuera fijada en la Resolución Nro. 95/2013, y si es mayor que el 80% de su disponibilidad histórica promedio de los últimos tres años anteriores; o, incluso si la potencia puesta a disposición se encuentra por debajo de la disponibilidad objetivo, pero supera en un 5% su promedio histórico de los últimos tres años calendario.
- el generador cobra el 75% del precio de la remuneración de los costos fijos, cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada excede la disponibilidad objetivo, pero aún está por debajo del 80% de su disponibilidad histórica promedio durante los tres años anteriores.
- el generador cobrará el 50% del precio de la remuneración de los costos fijos, cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada no supere la disponibilidad objetivo y no supere en un 5% la disponibilidad histórica promedio en los tres años anteriores, sino que la exceda.
- el generador cobrará el 35% del precio de la remuneración de los costos fijos cuando la potencia puesta a disposición de la unidad a ser remunerada no supere la disponibilidad objetivo y no alcance su disponibilidad histórica promedio durante los tres años anteriores.
- También se estableció que el valor del precio de la remuneración de los costos fijos en ningún caso sería menor a 12 US\$ / MW-hrp.

Asimismo, la Resolución 95/2013 también estableció un esquema de remuneración de costos variables -no relacionados con los combustibles, los cuales eran suministrados por CAMMESA-, que se determinan mensualmente en función de la energía efectivamente generada. Este esquema de remuneración también se basa en el tipo de combustible, reconociendo pagos mayores cuando el consumo de combustible es diesel o residual en lugar de gas natural, debido a los mayores costos y al deterioro de las unidades asociados a tales combustibles.

Por otra parte, el programa de Energía Base creó el concepto de "Remuneración Adicional", en virtud del cual los generadores perciben ingresos adicionales, una parte de los cuales se cobra en forma directa y otra parte se destina forzosamente a un fondo fiduciario para su reinversión en nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico establecido por la Secretaría de Gobierno de Energía, tratándose principalmente de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado financiadas por el Estado Nacional.

Además del esquema de precios, la Resolución Nro.95/2013 suspendió el mercado a plazo en el MEM. De esta forma, los consumidores industriales y las compañías distribuidoras, que adquirían su energía en el mercado a término, comenzaron a hacerlo de manera directamente con CAMMESA, en tanto que los generadores solo percibirían ingresos derivados de los conceptos establecidos en la Resolución SE 95/2013 (Mercado al contado). Para recibir este nuevo ingreso de acuerdo con la Resolución SE 95/2013, la normativa exigía que los generadores renunciaran a cualquier reclamo legal y administrativo derivado de la modificación del esquema de precios antes de la publicación de la Resolución SE 95/2013. Estas restricciones se extienden hasta la actualidad y siguen siendo un factor clave a resolver.

La Resolución SE 95/2013 también designó a CAMMESA, más allá de sus obligaciones establecidas en la Ley Nro.24.065 y el Decreto Nro.1192/92, a fin de centralizar la compra, entrega y despacho de combustibles para la generación de energía eléctrica. De conformidad con esta regulación, los generadores no pudieron renovar ni ampliar los contratos de combustible con sus proveedores de combustibles utilizados en las centrales eléctricas. Sin embargo, hasta la terminación de los contratos vigentes, CAMMESA continuó reconociendo los costos de los combustibles a los precios de referencia, el flete y los costos asociados con el transporte y la distribución de gas natural y otros combustibles, incluidos los aranceles e impuestos. Para que se reconozcan dichos costos, se deben cumplir dos condiciones:

- los costos a reconocer deben representar conceptos reconocidos por CAMMESA a partir de la publicación de la resolución; y
- los costos deben derivarse de los acuerdos celebrados antes de la emisión de la Resolución

95/2013.

Con posterioridad al dictado de la Resolución Nro.95/2013, la entonces Secretaría de Energía modificó el esquema de precios aplicable en el marco del programa Energía Base. El 23 de mayo de 2014, mediante la Resolución Nro.529/2014 actualizó el monto de la remuneración por los costos fijos, costos variables y retribución adicional para los generadores térmicos e hidráulicos nacionales, contemplando la inflación y la devaluación de la moneda. Además, la Resolución Nro.529/2014 modificó la remuneración de los costos fijos y estableció un nuevo ítem de compensación para compensar a los generadores por el mantenimiento no recurrente. Para poder percibir esta remuneración, CAMMESA emite un certificado para los generadores una vez que aprobaba los mantenimientos mayores que pudieran requerir las unidades del generador y el pago se encuentra sujeto a la aprobación previa de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Además, el 17 de julio de 2015, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución Nro.482/2015, que disponía un nuevo ajuste y aumentó en varios conceptos la remuneración de costos fijos, costos variables y remuneración adicional indirecta para generadores nacionales térmicos e hidráulicos y adicionalmente estableció nuevos precios y valores para los principales servicios de mantenimiento. La Resolución Nro.482/2015 también dispuso la asignación de recursos adicionales para financiar inversiones en el mercado eléctrico a través del fideicomiso FONINMEM 2015-2018.

El retraso en la creación de este nuevo esquema según la resolución de precios Nro. 482/2015 causó costos financieros a varios generadores que se vieron afectados por la depreciación de la moneda en 2015 y, al mismo tiempo, y más importante, por el aumento de los costos debido a la inflación registrada en 2015. Sin embargo, este nuevo esquema de precios se aplicó retroactivamente a los pagos desde febrero de 2015.

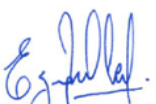
El 30 de marzo de 2016, se publicó la Resolución Nro.22/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, que ajustó e incrementó diversos rubros de remuneración tales como los costos fijos, los costos variables y la remuneración adicional indirecta y el fideicomiso para las generadoras nacionales térmicos e hidráulicos establecidos según la Energía Base. El Estado Nacional reconoció aumentos significativos debido a la inflación y por varios costos vinculados a las divisas, que experimentaron una fuerte devaluación en diciembre de 2015 y enero de 2016. La resolución fue de aplicación retroactiva a partir de febrero de 2016. Dentro de los considerandos de esta resolución, el Estado Nacional anunció que la Resolución Nro.95/2013 estaba bajo revisión y, como resultado, era probable que pudiera ser modificada o reemplazada en el mediano plazo.

El 27 de enero de 2017, la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica Nro.19-E/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores del MEM que actúan en el mercado spot, fijando suremuneración en dólares estadounidenses. La Resolución Nro.19-E/2017 se encontraba principalmente dirigida a valorar la disponibilidad de capacidad energética con un reconocimiento adecuado de los costos económicos mediante compromisos de capacidad energética a mediano plazo. La Resolución también estipuló que eventualmente estos compromisos podrían trasladarse a la demanda en forma de compañías de distribución o consumidores industriales y comerciales medianos o grandes. La Resolución Nro.19-E / 2017 entró en vigor el 1° de febrero de 2017 dejando sin efecto las disposiciones de la Resolución Nro. 22/2016.

La Resolución Nro.19-E/2017 establecía que cualquier generador de energía podía declarar "*Ofertas de Disponibilidad Garantizada*" para celebrar contratos de capacidad de energía y energía variable para sus unidades ya existentes. Las ofertas se debían presentar junto con los informes estacionales de la temporada de verano y, una vez aceptadas, tendrían una vigencia de tres años, lo que permitía disponibilidades diferenciadas para cada período estacional de seis meses dentro del período de tiempo.

Cualquier reembolso pendiente de financiamiento por grandes mantenimientos que la generadora de energía podría adeudar, se descontaría de las cobranzas a un precio mensual máximo de 1 US\$ por cada MWh generado. Se incluían disposiciones específicas para las centrales hidroeléctricas y de energía renovable, así como incentivos para que las centrales térmicas mejoren su eficiencia. Además, se reconocía una remuneración mayor para las unidades llamadas a despachar en un programa errático, teniendo en cuenta un mayor costo de mantenimiento.

La remuneración incluía (i) un precio mensual por la potencia puesta a disposición, que incluía un precio mínimo


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

asociado a la capacidad comprometida, un precio base para el cumplimiento del compromiso y un precio adicional relacionado con las horas de máxima demanda; y (ii) un precio variable por la energía generada que podría ser incrementada si la eficiencia aumentara.

Una vez finalizada la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, el gobierno consideró conveniente orientar los mecanismos regulatorios que permitan gradualmente ordenar el Sector Eléctrico Nacional con los principios rectores contenidos en las Leyes Nro.15.336 y 24.065.

A tal efecto, y a fin de asegurar la sustentabilidad del MEM, el gobierno consideró necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en la Resolución Nro.19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, a condiciones económicamente razonables, eficientes y que sean asignables y/o trasladables a la demanda.

En ese marco, el 28 de febrero de 2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dictó la Resolución 1, que derogó la Resolución Nro.19/17 con efectos a partir del 1 de marzo del año 2019. Asimismo, estableció un nuevo esquema de remuneración para los agentes generadores térmicos, los agentes generadores hidráulicos y los agentes generadores renovables que no hayan comprometido la potencia de sus centrales en el marco de contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM. De todos modos, la Resolución Nro.1/2019 fue derogada por la Resolución Nro.31/2020, disponiendo una nueva estructura de remuneración para generadores sin PPA, co-generadores y auto-generadores de la MEM, y estableció que dichos precios deberán ser nominados en pesos argentinos.

Siguiendo la estructura establecida por la Resolución Nro.1 y las resoluciones anteriores (es decir, la Resolución SEE Nro.19/17), el régimen establece las llamadas "ofertas de disponibilidad garantizada" para instalaciones térmicas; prevé un pago de menor capacidad para aquellos agentes de generación que no declaran una oferta de disponibilidad garantizada; ajusta la remuneración de la capacidad de energía de acuerdo con un concepto de "factor de uso"; y establece un régimen diferente para las instalaciones hidroeléctricas, las instalaciones renovables y las instalaciones hidroeléctricas binacionales. También establece los montos adeudados a los agentes MEM que serán nominados y pagados en pesos argentinos.

En efecto, las instalaciones térmicas tienen derecho a recibir su remuneración según: (i) El pago relacionado a la capacidad de uso por la energía disponible en el mes que consiste en: (a) un precio base (disponibilidad de capacidad en el MEM – precio fijo), y (b) un precio adicional por la energía utilizada; y (ii) un pago en concepto de la energía producida y entregada a la red (precio variable), que resultará de la suma de los siguientes conceptos: (i) energía generada; (ii) energía operada (asociada con la potencia rotativa en cada hora); y (iii) energía generada durante horas de requerimiento térmico máximo.

No obstante, mediante la Resolución Nro.440/2021 del 21 de mayo del 2021, la Secretaría de Energía derogó el artículo 2 de la Resolución Nro.31/2020 y sustituyó los Anexos II, III, IV y V por los Anexos II, III, IV de la Resolución Nro.31/2020, dejando sin efecto el mecanismo de ajuste mensual previsto en el Anexo VI de la norma antes mencionada.

A su vez, la mentada resolución dispuso que, para poder acogerse a los términos de la Resolución Nro.440/2021, en un plazo de treinta (30) días corridos -vencido el 21 de junio del 2021- los agentes comprendidos que decidieran acogerse a los términos de dicha resolución debían desistir de todo reclamo administrativo o judicial en curso relacionado con la aplicación del mecanismo de ajuste previamente contemplado en el Anexo VI de la Resolución Nro.31/2020.

La Resolución Nro.440/2021 modificó los valores de la Resolución 31/2020 en relación con a los generadores y co-generadores cuya potencia no se encuentre comprometida o energía no se encuentre comprometida bajo un CE y estableció un aumento de la remuneración en torno al 29%, retroactivo a febrero del 2021. Luego la remuneración fue regulada por la Resolución Nro. 238/2022 que fijó un aumento del 30% retroactivo a febrero 2022 y un adicional del 10% a partir de junio de 2022. Dicha remuneración fue actualizada por la Resolución Nro. 826 de 2022, que estableció un incremento retroactivo afectadas por un factor de 1,2 para septiembre y octubre de 2022 a la vez que estableció incrementos en la remuneración para noviembre y diciembre de 2022, febrero y agosto de 2023.

La remuneración base a partir de noviembre 2022, por la energía conforme la Resolución Nro.826 puede ser resumida de la siguiente manera, luego, los precios base estipulados aumentarán conforme al Anexo I de dicha resolución:

TECNOLOGÍA	PRECIO BASE (AR\$/MW-mês)
	RESOLUCION 826
Ciclo Combinado > 150 MW	222.804
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	248.370
Turbina de Vapor > 100 MW	317.769
Turbina de Vapor ≤ 100 MW	379.861
Turbina de Gas > 50 MW	259.329
Turbina de Gas ≤ 50 MW	336.031
Motores Combustión Interna > 42 MW	379.861

La remuneración por la oferta de energía garantizada del DIGO se describe a continuación:

TECNOLOGÍA	PERIODO	PRECIO BASE (US\$/MW-MES)
RESOLUCION 1	Verano (diciembre, enero y febrero)	7,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	7,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	5,500
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	360,000
	Invierno (junio, julio y agosto)	360,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	270,000
	PERIODO	PRECIO BASE (US\$/MW-MES)
RESOLUCION 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	3,673
	Invierno (junio, julio y agosto)	3,673
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	2,755
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
RESOLUCION 440	Verano (diciembre, enero y febrero)	464.400
	Invierno (junio, julio y agosto)	464.400
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	348.300
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
RESOLUCIÓN 238	Verano (diciembre, enero y febrero)	664.092
	Invierno (junio, julio y agosto)	664.092
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	498.069
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
RESOLUCION 826 ¹²	Verano (diciembre, enero y febrero)	796.910
	Invierno (junio, julio y agosto)	796.910
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	597.683

La remuneración por la energía garantizada ofrecida a generadores con ≤ 42 MW (instalaciones Diesel) es la siguiente:

TECNOLOGÍA	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
RESOLUCIÓN 31	Verano (diciembre, enero y febrero)	420,000

¹² A partir de la transacción económica de noviembre de 2022.


	Invierno (junio, julio y agosto)	420,000
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	330,000
	PERIODO	PRECIO BASE (US\$/MW-MES)
<i>RESOLUCIÓN 31</i>	Verano (diciembre, enero y febrero)	4,286
	Invierno (junio, julio y agosto)	4,286
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	3,367
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
<i>RESOLUCIÓN 440</i>	Verano (diciembre, enero y febrero)	541.800
	Invierno (junio, julio y agosto)	541.800
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	425.700
<i>RESOLUCIÓN 238</i>	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
	Verano (diciembre, enero y febrero)	774.774
	Invierno (junio, julio y agosto)	774.774
<i>RESOLUCIÓN 826</i>	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	608.751
	PERIODO	PRECIO BASE (AR\$/MW-MES)
	Verano (diciembre, enero y febrero)	774.774
	Invierno (junio, julio y agosto)	774.774
	Otros (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre)	608.751

La remuneración, a partir de agosto de 2023, por la energía generada y distribuida es la siguiente:

TECNOLOGÍA	PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (US\$/MWh)				PRECIO DE ENERGÍA GENERADA (AR\$/MWh)			
	<i>RESOLUCIÓN 1</i>				<i>RESOLUCIÓN 238</i>			
	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón	Gas	Nafta/gasoil	Biodiesel	Carbón
Ciclo Combinado > 150 MW	4	7	600		936	1.637	2.338	
Ciclo Combinado ≤ 150 MW	4	7	600		936	1.637	2.338	
Turbina de Vapor > 150 MW	4	7	600	720	936	1.637	2.338	2.806
Turbina de Vapor ≤ 150 MW	4	7	600	720	936	1.637	2.338	2.806
Turbina de Gas > 150 MW	4	7	600		936	1.637	2.338	
Turbina de Gas ≤ 150 MW	4	7	600		936	1.637	2.338	
Motor Diesel	4	7	720		936	1.637	2.338	

Resolución Nro. 31/2020

Por medio de la Resolución 31/2020 se modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución Nro.1/2019. En sus considerandos se planteó la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución Nro.1/2019, dado que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos.

En función de ello, la Resolución Nro.31/2020 modificó parcialmente la Resolución Nro.1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) Reducción y pesificación de los valores remuneratorios para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) Modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y

(b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada.; (iii) Introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

La Resolución Nro.31/20 traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$ 60/US\$, y establece un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por el IPC y un 40% por el Índice de Precios Internos al por Mayor (el "IPIM").

De todas maneras, mediante Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, del 27 de marzo de 2020, la Secretaría de Energía ha instruido a CAMMESA diferir, hasta nuevo aviso, la implementación del Anexo VI y el mecanismo de ajuste arriba descripto.

Resolución Nro. 440/2021

A través de la Resolución Nro.440/2021 -emitida el 21 de mayo del 2021-, la Secretaría de Energía derogó el artículo 2 de la Resolución 31/2020 y sustituyó los Anexos II, III, IV y V por los Anexos II, III, IV de la Resolución 31/2020, dejando sin efecto el mecanismo de ajuste mensual previsto en el Anexo VI de dicha resolución. En este sentido, la Resolución 440/2021 modificó los valores de la Resolución 31/2020 respecto a los generadores y co-generadores que no tuvieran comprometida su potencia o energía bajo un CE y estableció un aumento de la remuneración en torno al 29%, retroactivo a febrero del 2021.

A su vez, la mentada resolución dispuso que, para poder acogerse a los términos de la Resolución 440/2021, en un plazo de treinta (30) días corridos -vencido el 21 de junio del 2021- los agentes comprendidos que decidieran acogerse a los términos de dicha resolución debían desistir de todo reclamo administrativo o judicial en curso relacionado con la aplicación del mecanismo de ajuste previamente contemplado en el Anexo VI de la Resolución 31/2020.

Resolución Nro. 238/2022

La Resolución SE Nro.238/2022 sustituye los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución SE Nro.440/2021 y adecua la remuneración de la generación no comprometida en contratos de ninguna índole a partir de la transacción económica de febrero de 2022, actualizando los valores de la remuneración de los generadores, mediante un aumento del 30% retroactivo con un adicional de 10% a partir de junio. También, se dejó sin efecto la remuneración adicional y transitoria establecida en el artículo 4 de la Resolución Nro. 2037/2021.

Resolución Nro. 826/2022

En diciembre de 2022, se emitió la Resolución Nro. 826/2022 mediante la cual se modifica la Resolución Nro.238/2022 al establecer nuevos valores de remuneración a partir de las transacciones económicas correspondientes a partir del mes de diciembre de 2022. Asimismo, se adecuaron los valores de remuneración a partir del 1ro de febrero de 2023 y a partir del 1ro de agosto de 2023. En este sentido, la Resolución 826/2022 sustituye los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución Nro. 238/2022.

Contratos de abastecimiento celebrados bajo la Resolución SEE 21/2016 y Resolución SEE 287/2017

La Resolución SEE 21/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA para ser instalada en los siguientes períodos: (a) verano 2016/2017; (b) invierno 2017; y (c) verano 2017/2018. La ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de

compañías generadoras por una disponibilidad de capacidad de 6.611 MW, y el 15 de junio de 2016 otorgó una cantidad agregada de 2.871 MW de dicha disponibilidad de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió adjudicar aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Aquellos oferentes que resultaron adjudicados suscribieron un PPA denominado en dólares estadounidenses con CAMMESA -actuando en nombre de los distribuidores y grandes usuarios del MEM-, con Pagos de Capacidad Fija, y Pagos Variables vinculados a los costos de generación, para la capacidad de generación de energía recién instalada que alcanza los niveles comerciales operaciones: Estos PPA tienen plazos de entre 5 y 10 años y proporcionan una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW, como máximo. La remuneración está denominada en dólares estadounidenses por MW por mes y en dólares estadounidenses por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible.

El combustible para la generación es suministrado por CAMMESA sin costo alguno, de acuerdo con el Artículo 8 de la Resolución Nro.95/2013, hasta un límite específico de eficiencia de combustible medido en Kcal/KWh (el "Consumo Específico Garantizado"). En general, los PPA estipulan que sí, debido a un cambio futuro en las reglamentaciones, un generador tiene que comprar combustible en el mercado en lugar de que sea suministrado por CAMMESA, la misma deberá reembolsar al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Las tres centrales de generación de titularidad de MSU Energy han celebrado un PPA con CAMMESA en los términos de la Resolución SEE Nro.21/2017, a saber: (i) el PPA General Rojo Ciclo Simple, (ii) el PPA Barker Ciclo Simple; y (iii) el PPA Villa María Ciclo Simple. Asimismo, por medio de la Resolución SEE Nro.287/2017, la entonces Secretaría de Energía Eléctrica dio inicio a un proceso de convocatoria abierta destinado a la adquisición de energía eléctrica por demanda en el MEM, invitando a los Agentes Generadores y Cogeneradores del MEM a ofertar el desarrollo integral de proyectos de infraestructura a través de: (i) la puesta en marcha de cierre de ciclos combinados en base a centrales térmicas existentes o de próxima habilitación a ciclo abierto, de bajo consumo específico, con posibilidades de mejorar su eficiencia alcanzando niveles competitivos; y (ii) desarrollos de cogeneración eficiente que no incrementen las necesidades del transporte eléctrico más allá de las naturales de su conexión al sistema. De este modo, de acuerdo con la citada resolución, las ofertas seleccionadas fueron adjudicadas con un contrato de abastecimiento a celebrar con CAMMESA.

El objetivo de la Resolución SEE Nro. 287/2017 fue reducir el costo general de la generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad agregando turbinas de vapor que usarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas que consumen la misma cantidad de combustibles. Asimismo, permitió maximizar las oportunidades en las centrales industriales para generar electricidad, ya sea mediante el uso de vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o usar gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

El 25 de septiembre de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución Nro. 820 mediante la cual se adjudicaron tres ofertas con sus respectivos contratos, y se les solicitó a los oferentes restantes que presenten una mejora en sus propuestas.

El 17 de octubre de 2017, el órgano referido dictó la Resolución Nro.926 /2017 mediante la cual tres ofertas adicionales, correspondientes a tres diferentes empresas controladas por MSU Energy fueron adjudicadas con contratos a largo plazo bajo la licitación pública iniciada por la Resolución SEE Nro. 287/2017. Las ofertas mencionadas son:

- la oferta de Río Energy para expandir y convertir la central de energía de Río Energy (conocida como Central Térmica General Rojo) de ciclo simple a ciclo combinado;
- la oferta de la Emisora para expandir y convertir la central de energía Barker (conocida como Central Térmica Barker) de ciclo simple a ciclo combinado; y
- la oferta de la Emisora para expandir y convertir la central de energía Villa María (conocida como Central Térmica Villa María) de ciclo simple a ciclo combinado.

Con motivo de la celebración de estos tres nuevos contratos de abastecimiento, las Centrales Rojo, Barker y Villa María, incrementaron su capacidad de generación contratada en 105 MW, 105 MW y 100 MW, respectivamente.

Otras regulaciones relevantes

Además de los cuatro marcos legales bajo los cuales pueden operar las centrales de generación de energía convencional, recientemente ha habido cambios importantes en las regulaciones del mercado eléctrico que, aunque no afectan directamente dichas regulaciones, sí causan un gran impacto en el sector eléctrico argentino en general.

Decreto Nro. 134/2015

El Decreto Nro.134/2015 de fecha 17 de diciembre de 2015, declaró el estado de emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería para que adopte cualquier medida que considere necesaria con respecto a la generación, transmisión y segmentos de distribución, para ajustar la calidad y garantizar el suministro de electricidad.

A pesar de que el estado de emergencia no fue prorrogado, el Gobierno Argentino continuó interviniendo el sector eléctrico y las medidas que permitan regularizar la situación aún no fueron adoptadas. En dicho contexto se dictaron las Resoluciones SEE Nro.21/2016 y Nro.287/2017.

Resolución Nro.6/2016

La Resolución Nro.6/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería aprobó la reprogramación trimestral de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, aprobando un aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precio que se transferirá a los consumidores residenciales de energía de otros consumidores.

El principal efecto de esta medida es la reducción de los subsidios al Precio Mayorista de Electricidad para diferentes consumidores, lo que reducirá la dependencia de CAMMESA de las transferencias regulares de fondos que recibirá del Estado Nacional. Si bien el cálculo es complejo, se ha estimado una reducción anual en el monto de US\$ 1.500 millones para 2016, ya que el esquema resuelto por esta resolución se mantuvo efectivamente a lo largo del año, lo que produjo ahorros en el Tesoro además de los ahorros producidos por el costo restante de los combustibles importados requeridos para generar la demanda.

Resolución Nro. 20/2017

Por medio de la Resolución Nro.20/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Resolución Nro.256/2017

Por medio de la Resolución Nro.256/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Resolución Nro.979/2017

Por medio de la Resolución Nro.979/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición Nro.44/2018

Por medio de la Disposición Nro.44/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31

de octubre de 2018, estableciendo un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición Nro. 75/2018

Por medio de la Disposición Nro. 75/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la reprogramación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, aprobando un nuevo aumento en el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales.

Disposición Nro. 97/2018

Por medio de la Disposición Nro.97/2018 de la entonces Subsecretaría de Energía Eléctrica se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 30 de abril de 2019.

Resolución Nro.81/2019

El 8 de marzo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución Nro.81 de la Secretaría de Gobierno de Energía en virtud de la cual se dispuso el llamado a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV.

Resolución Nro. 14/2019

Por medio de la Resolución Nro. 14/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2019.

Resolución Nro.26/2019

Por medio de la Resolución Nro.26/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2019.

Resolución Nro. 38/2019


Por medio de la Resolución Nro.38/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó la programación de verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020.

Resolución Nro. 25/2019

El 2 de septiembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nro.25/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico en virtud de la que se convocó a Agentes Generadores que hayan celebrado un contrato de abastecimiento de energía eléctrica con CAMMESA en los términos de la Resolución Nro. 287/2017 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica a establecer una nueva Fecha Prevista de Habilitación Comercial con un límite de ciento ochenta (180) días de la Fecha Prevista de Habilitación Comercial original. Asimismo, la Resolución Nro. 25/2019 establece una serie de penalidades en caso de que la nueva Fecha Prevista de Habilitación Comercial sea superior a ciento ochenta (180) días con respecto a la Fecha Prevista de Habilitación Comercial original.

Ley Nro. 27.541

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública que, en su Título III, contiene disposiciones relativas al sector energético. Así, el artículo 5 de la Ley 27.541 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes 24.065, Sin embargo, a la fecha, tanto el ENRE como ENARGAS siguen intervenidos.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Asimismo, el artículo 6 de la Ley Nro.27.541 facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año. Por medio del artículo 124 de la Ley Nro.27.467, se estableció que ambos EDENOR y EDESUR fueran transferidas a la jurisdicción regulatoria del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (en materias relacionadas con la provisión del servicio de distribución). Sin embargo, dicha transferencia nunca fue implementada, y la Ley Nro.27.541 ordenó la suspensión de la transferencia, estableciendo que durante el período de emergencia declarado por la mencionada ley (que expirará el 31 de diciembre de 2020), el ENRE mantendrá sus facultades regulatorias por sobre el servicio público de distribución de energía eléctrica de dichas compañías.

Resolución Nro. 12/2019

El 30 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nro.12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo que (i) derogó la Resolución Nro. 70/2018 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía más arriba explicada; y (ii) restableció, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del artículo 8 de la Resolución Nro. 95/2013 de la entonces Secretaría de Energía más arriba explicada;

Consecuentemente, generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM no pudieron continuar a procurándose su propio combustible y, acorde a lo establecido por la Resolución 95/13.

Decreto Nro. 277/2020

El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nro.277/2020, dictado por el Poder Ejecutivo Nacional, en virtud del cual: (i) ordena la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020; y (ii) designa Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor. Dicha intervención fue prorrogada por el Decreto Nro.871/2021, dicha intervención se prorrogó hasta el 31 de diciembre del 2022. Este decreto se dicta en el marco de la habilitación conferida por la Ley Nro.27.541.

El decreto referido ordena al interventor a realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley Nro. 27.541 en materia energética, y revisar los concursos que precedieron la designación de los miembros del directorio del ENRE. De acuerdo con la Ley 24.065, el directorio del ENRE debe estar compuesto por cinco miembros, seleccionados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica ("CFEE").


Decreto de necesidad y urgencia Nro. 297/2020 y Decisión administrativa Nro. 468/2020

Al ser la emisora compañía de generación de energía eléctrica, se encuentra comprendida en el inciso 23 del artículo 6 del DNU Nro.297/20 (cuarentena) que enumera dentro de las excepciones al aislamiento social obligatorio "Guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de Yacimientos de Petróleo y Gas, plantas de tratamiento y/o refinación de Petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica".

Por su parte, la Decisión administrativa Nro.468/2020 amplió el listado de actividades y servicios declarados esenciales en la emergencia, en los términos previstos en el Decreto Nro.297/2020, incorporándose a la obra privada de infraestructura energética.

Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP

A través de esta nota, de fecha 21 de mayo de 2020, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a que suspenda todos los plazos de los proyectos bajo la Resolución SEE Nro.287/2017, con efectos retroactivos al 23 de diciembre del 2019, y hasta el 30 de junio de 2020. En el caso de los PPAs bajo la Resolución 287/2017, el efecto de esta nota es que fueron suspendidas todas las intimaciones derivadas de posibles incumplimientos a la fecha de habilitación comercial comprometida. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE Nro. 287/2017. La suspensión se fundó en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU Nro. 297 del 19 de marzo de 2020. Posteriormente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del día 10 de septiembre de 2020 prorrogó hasta el 15 de


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

noviembre de 2020 el plazo dispuesto en la nota NO-2020-37458730- APN-SE#MDP del día 10 de junio de 2020.

Decreto Nro. 1020/2020

Este Decreto, dictado el 17 de diciembre del 2020, determinó el inicio del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal, cuyo plazo no podrá exceder los 2 años desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto.

En suma, el Decreto resolvió prorrogar el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica y gas natural desde su vencimiento y por un plazo de 90 días corridos, por lo que el mismo venció el 23 de marzo del 2021. En fecha 30 de abril del 2021, el ENRE dictó las Resoluciones Nro. 106/2021 y 107/2021, en virtud de las cuales resolvió aprobar un aumento de los Costos Propios de Distribución en torno al 55% para los usuarios de EDESUR y EDENOR. A la fecha no se culminó con el proceso de revisión de la RTI.

En marzo de 2022 se otorgó un incremento del 8% sobre los CPD a las distribuidoras bajo jurisdicción federal a través de las Resoluciones ENRE Nro. 75 y 76. El mismo fue actualizado el 1° de marzo de 2023 a través de las Resoluciones del ENRE Nro. 240 y 241 de 2023 fijando aumentos en dos tramos (abril y junio) que alcanzan un total del 261% respecto del último incremento de marzo de 2022.

A su vez, el Decreto Nro. 1020/2020 prorrogó la intervención del ENRE y el ENARGAS hasta el 31 de diciembre del 2021, o bien, hasta que finalice el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral; cualquier de los dos que ocurra primero.

En ese marco, con la finalidad de impulsar el proceso de renegociación anteriormente mencionado, el ENRE emitió las siguientes resoluciones: Resolución Nro. 16/2021, Resolución 17/2021, Resolución 53/2021, Resolución 54/2021, Resolución 55/2021, Resolución 56/2021, Resolución 57/2021, Resolución 58/2021.

Resolución Nro. 131/2021

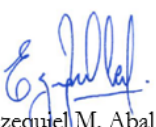
Esta resolución se dictó el 24 de febrero del 2021 y, a través de la misma, la Secretaría de Energía decidió lo siguiente: (i) aprobar la reprogramación trimestral de verano definitiva para el "MEM" correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021, que fuera elevada por CAMMESA; y (ii) establecer para el mismo período los Precios de Referencia de la Potencia ("POTREF") y el Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica ("PEE") para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución, discriminando entre pequeñas demandas residenciales o menores a trescientos kilovatios (300 kW) y los Grandes Usuarios de la Distribuidora ("GUDI") con demandas mayores o iguales a trescientos kilovatios (300 kW).

En la práctica, dicha resolución supone una reducción del subsidio del Estado Nacional al precio estacional de la energía eléctrica abonado por los GUDI en valores en torno al 50%-70%, comparativamente con los valores previamente establecidos en la Resolución 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Resolución Nro. 551/2021

La Resolución Nro. 551/2021, del 16 de junio de 2021 realiza modificaciones importantes al Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable de la Resolución 281/2017 y sus modificatorias del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación (texto actualizado según la Resolución 231/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía). Tiene por finalidad efectuar una reestructuración del ordenamiento y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de fuentes renovables en el MATER.

A rasgos generales, la norma establece (i) El pago de la reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación, en lugar de la constitución de la caución conforme a la Resolución Nro. 281; (ii) una reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación. En lo relativo a la prórroga del plazo de la habilitación


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

comercial, la resolución extiende la posibilidad a solicitar prórroga por un plazo de hasta (180) días corridos acreditando avance de obra; un proceso para aquellos proyectos que soliciten un plazo de hasta (180) días corridos independientemente del avance de obra alcanzado, y otro proceso para los proyectos que pretendan solicitar una prórroga por un plazo de hasta (360) días corridos adicionales a los contemplados en los Incisos a) o b), independientemente del avance de obra alcanzado; (iii) sobre la pérdida de la Prioridad de Despacho Asignada, extiende las posibilidades para las oportunidades para la pérdida de la prioridad de despacho asignada. Por último, la Resolución Nro.551 instruyó a CAMMESA a invitar por un plazo de (60) días corridos a los proyectos que, a la fecha del dictado de la presente resolución, cuenten con prioridad de despacho asignada, a optar por encuadrarse a los reglado en esta norma.

Resolución Nro. 742/2021

La Resolución Nro.742/2021 del 3 de agosto de 2021, modifica la Resolución Nro.285/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería, buscando favorecer la efectiva ejecución de los proyectos celebrados bajo el Programa RenovAr rondas 1, 1.5, 2 y 3, y la Resolución del ex Ministerio de Energía y Minería Nro.202/16. Esta norma modificó:

- a. la extensión del plazo adicional previsto por la Resolución 285 para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial;
- b. la posibilidad de solicitar la aplicación de la Resolución Nro.285, conforme las modificaciones introducidas por la Resolución Nro.742;
- c. redujo las multas en base al grado de avance de las obras del proyecto o en un 70% en el caso de proyectos que hayan alcanzado la Habilitación Comercial en un plazo superior a 180 días posteriores al plazo comprometido;
- d. la fijación de un tope para el descuento de las multas previstas bajo los Contratos de Abastecimiento respecto de remuneración mensual para aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas.

Resolución Nro. 1260/2021

Con el objeto de lograr la rescisión o la reconducción de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica suscriptos bajo el Programa RenovAr, rondas 1, 1.5, 2 y 3 o aquellos que fueron incorporados por la Resolución del ex Ministerio de Energía 202/2016 la Resolución SE Nro.1260/2021 del 27 de diciembre estableció los requisitos a cumplir por los titulares de proyectos que hayan celebrado contratos de abastecimiento.

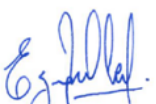
Resolución Nro. 14/2022

El 21 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nro.14/2022, dictada por la Secretaría de Energía en virtud de la cual se realizaron modificaciones al Régimen del MATER de la Resolución Nro.281/2017 y sus modificatorias.

La norma sustituye el artículo 9 del Anexo de la Resolución Nro.281 que establecía que en los casos en que se hubieren presentado solicitudes vinculadas con un punto de interconexión ("PDI") que excedan la capacidad de transmisión o de transformación existente en ese punto de interconexión o en alguna limitación asociada al mismo, el Organismo Encargo del Despacho ("OED") citarí a los solicitantes a los efectos del desempate a presentar: (i) una declaración que contenga el plazo de habilitación comercial de la central de que se trate; y (ii) un Reporte de Producción de Energía ("RPE") actualizado a un plazo no mayor de 3 meses anteriores a la fecha de presentación.

En segundo lugar, se incorpora a la Resolución Nro.281 el artículo 9 bis, que establece un esquema de inhibiciones, aplicables a las solicitudes efectuadas a partir del cuarto trimestre calendario del año 2021, en caso de incumplimiento en el ingreso de la potencia asignada dentro de los plazos máximos o de los pagos por mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, regulados por artículo 11 de la Resolución Nro.281.

En conclusión, la Resolución Nro.14 simplifica el proceso de desempate, eliminando el desempate por plazo de


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

habilitación comercial, por factor de capacidad, por beneficios fiscales y por sorteo, incorporando como único requisito y procedimiento el de presentar un Factor de Mayoración, en forma sucesiva hasta lograr el desempate; y establece inhibiciones proporcionales a aquellos proyectos que no cumplan con los pagos por mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada o con los plazos propuestos para el ingreso de la potencia.

Resolución Nro. 40/2022

Desde febrero de 2022 entró en vigor la Resolución Nro.40/2022 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM. Se modificaron los precios de compra por la energía correspondiente a los GU los Grandes Usuarios ≥ 300 KW, de aprox. 7000 \$/MWh a 8100 \$/MWh, manteniéndose el resto de los precios de acuerdo con la Res. 131. En consecuencia, el precio monódico estacional en febrero 2022 alcanzó los 2923 \$/MWh frente a los 2290 \$/MWh medios vigentes en febrero 2021.

Resolución Nro. 105/2022

El 23 de febrero de 2022 se emitió la Resolución Nro.105/2022 mediante la cual se modificaron los precios los Precios de Referencia de la Potencia, Estabilizados de la Energía en el MEM para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros Prestadores del Servicio Público de Distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM.

El precio de la energía se incrementó en un 34% para los usuarios residenciales y en un 50% para las diferentes categorías no residenciales. Adicionalmente se incrementó el componente de transporte en un 20%. Todos conceptos de aplicación nacional.

Decreto Nro. 277/2022

En fecha 28 de mayo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nro.277/2022, dictado por el Poder Ejecutivo Nacional, en virtud del cual se crean dos regímenes para el acceso de divisas de la industria hidrocarburífera. Estos regímenes fueron denominados "Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP") y "Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural ("RADPIGN").

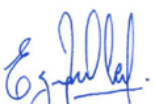
El beneficio principal de los regímenes es el acceso al Mercado Libre de Cambios para las empresas integrantes de la industria hidrocarburífera a través de un procedimiento específico con la finalidad de impulsar las inversiones en dicho sector. Según los considerandos del Decreto Nro.277, sus disposiciones se encuentran dentro del marco de los objetivos de la Ley Nro.26.741 y, a los fines de asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural y de petróleo crudo, de acuerdo con lo establecido en las leyes Nros.17.319 y 24.076.

Para beneficiarse del régimen, los sujetos deben estar inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional.

Decreto Nro. 332/2022

En junio de 2022 se publicaron una serie de medidas dictadas por el Poder Ejecutivo Nacional y la Secretaría de Energía relevantes para el sector energético, incluyendo energía eléctrica, gas natural, combustibles y biocombustibles.

En primer lugar, el PEN dictó el Decreto Nro. 332/2022, en virtud del cual aprobó el Régimen de Segmentación de Subsidios aplicable al consumo residencial de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica por red. El régimen establece un criterio de clasificación en tres niveles a los usuarios, Nivel 1 (altos ingresos), Nivel 2 (ingresos bajos) y nivel 3 (ingresos medios). La norma establece que los usuarios de mayores ingresos dejarán de percibir subsidios de manera gradual, de modo tal que, al finalizar el año 2022 se encuentran abonando el costo pleno de la energía que se les factura. A los otros dos niveles se establecen incrementos sobre el precio


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de la energía vinculados a la evolución del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) de los últimos 12 meses (40% sobre el CVS para nivel 2 y 80% sobre el CVS del nivel 3).

Para establecer la segmentación el Decreto Nro 332 creó el “Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía (RASE), que constituye el padrón de beneficiarios del Régimen de Subsidios sobre la base de las declaraciones juradas presentadas por los usuarios del servicio. Dicho padrón se articula con el ENRE, ENARGAS y demás entes reguladores, autoridades provinciales y/o a las empresas prestadoras de los servicios públicos de distribución de energía eléctrica y gas natural por red, y su comunicación a los usuarios que correspondan.

Resolución Nro. 370/2022

En mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nro.370/2022, en virtud de la cual se habilita a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas o GUDI.

La norma incorpora un Anexo a la Resolución Nro.281 que tiene como fin la creación del Mecanismo de Comercialización de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. El Mecanismo prevé la comercialización de energía eléctrica de fuente renovable entre Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores en el marco de las Transacciones Económicas del MEM.

Hasta la emisión de la Resolución Nro.370, no se había regulado la posibilidad de que los Distribuidores puedan adquirir en nombre de sus Grandes Usuarios la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de la celebración de Contratos del MATER, aspecto cuya regulación se incluye en la Resolución 370.

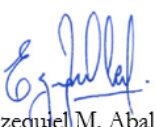
Resolución SE 59/2023

El 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 59/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación con el objetivo de habilitar a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como ciclo combinado (“Agentes Generadores CC”) a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia (el “Acuerdo”). Este Acuerdo será suscripto con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, con el fin de incentivar las inversiones necesarias de mantenimientos mayores y menores del equipamiento de generación existente no comprometido en contratos de abastecimiento de energía eléctrica (PPA), a efectos de asegurar el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo, asegurando menores costos de producción de energía.

La Resolución pretende establecer un esquema de remuneración adicional a fin de que los generadores térmicos de alta eficiencia con energía o potencia no contractualizada bajo PPA -es decir, que reciban su remuneración bajo la Resolución Nro.826/2022 de la Secretaría de Energía (la “Resolución 826”)-, que por su antigüedad puedan requerir la realización de tareas de mantenimiento menores y mayores, afronten los costos que signifiquen las inversiones asociadas a tales tareas.

El Acuerdo establece:

- Las características del compromiso del generador habilitado, estipulando un compromiso de disponibilidad no inferior al 85% de la potencia neta instalada;
- Las unidades y potencia comprometidas;
- El precio de la energía generada (fijada en U\$/MW-mes);
- La remuneración de la potencia comprometida, la cual se regirá conforme la Resolución 826, respecto de las unidades incluidas en el Acuerdo (fijada en U\$/MW-mes), excluyendo de la remuneración los costos no combustibles (cfr. punto 5.1 del Anexo II de la Resolución 826);
- Agentes Generadores CC prestan conformidad con una reducción del 35% sobre el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los términos de la Resolución 826, aplicable en los meses de diciembre,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

enero, febrero, junio, julio y agosto y del 15% sobre el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre;

- La documentación comercial y el pago a abonar por CAMMESA, fijándose el respectivo tipo de cambio aplicable (Comunicación "A" 3500 BCRA);
- La vigencia, que de acuerdo con el artículo 2 inciso c. de la Resolución no podrá ser superior a los cinco (5) años; y
- En relación con las máquinas comprendidas y a las condiciones del Acuerdo, el Agente Generador CC deberá renunciar, de manera irrevocable, plena e incondicional a cualquier reclamo administrativo o proceso judicial que haya iniciado y se encuentre en curso contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionados con la remuneración vigente o que pueda iniciar en el futuro.

Resolución Nro.165/2023

El 20 de marzo de 2023 se publicó la Resolución Nro.165/2023 modificando el artículo 1 de la Resolución Nro.285/2018, modificada por la Resolución Nro.742/2021, con relación al monto máximo mensual de las penalidades establecidas bajo los contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuente renovable firmados en el marco del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5, 2 y 3 y de la Resolución Nro.202 de fecha 28 de septiembre de 2016.

Inicialmente, bajo la Resolución Nro.285 se establecieron los criterios a aplicar por CAMMESA ante la configuración de las previsiones contenidas en las cláusulas relativas a la rescisión de los Contratos de Abastecimiento, así como también para el cobro de las multas aplicadas por incumplimientos en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida y en el abastecimiento de la energía comprometida. En función de ello, la Resolución Nro.285 en su artículo 1 estableció que el monto de las multas impuestas por CAMMESA con motivo de incumplimientos de la fecha programada de habilitación comercial y/o del abastecimiento de la energía comprometida (este último supuesto no resulta aplicable a proyectos adjudicados bajo el Programa RenovAr 3) será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor sancionado a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva en: (i) 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas; o (ii) a opción del vendedor, mediante comunicación fehaciente, en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual equivalente al 1,7%, nominada en dólares.

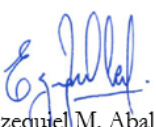
Posteriormente, la Resolución Nro.742 agregó, a fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación, que el descuento a ser realizado por CAMMESA en carácter de penalidad respecto de aquellos vendedores que opten por abonar en 48 cuotas no podía exceder el 40% de la remuneración mensual a percibir por el Contrato de Abastecimiento.

Asimismo, si existiera un saldo remanente de la penalidad, una vez abonadas todas las cuotas, se estableció que sería de aplicación la misma metodología hasta completar el pago total de la penalidad, no pudiendo las cuotas superar la vigencia del Contrato de Abastecimiento.


Mediante la Resolución Nro.165, se mantuvo la posibilidad de pagar las penalidades en las cuotas previstas por la Resolución 285, pero se realizó reduciendo el porcentaje máximo de la penalidad a ser abonada mensualmente para que no exceda el 20% de la remuneración, manteniendo la misma metodología para el remanente una vez agotadas las 48 cuotas. Este porcentaje será de aplicación siempre que las cuotas para el pago de la totalidad de la penalidad no superen la vigencia del Contrato de Abastecimiento. En el supuesto de que el saldo remanente excediera la vigencia del Contrato de Abastecimiento, se facultó a CAMMESA a reestructurarlo conforme al mecanismo que estime conveniente o que el descuento de la penalidad mensual se incremente desde el 20% hasta el 40% de la remuneración mensual bajo el Contrato de Abastecimiento.

Resolución Nro.307/2023

A través de la Resolución Nro.307/2023 del ENRE de fecha 21 de marzo de 2023 se dispuso la intervención de


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

control y fiscalización de EDESUR por el plazo de 180 días a partir de la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple en forma recurrente y sistemática con los parámetros de calidad media y, ante eventos de magnitud, los procedimientos operativos de atención de reclamos y reposición de suministros fracasan reiteradamente, denotando déficits de recursos, de planificación operativa y de inversiones. Paralelamente, el interventor del ENRE presentó en sede judicial una denuncia penal por la presunta comisión de los delitos de defraudación de los derechos acordados (art. 173, inc. 11 del Código Penal), abandono de personas (art. 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (art. 194 del Código Penal), debido a la prestación deficiente del servicio público, marcada por las masivas interrupciones del suministro en el área concesionada.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación y el resto de la información contenida en el presente Prospecto. Los negocios de la Emisora también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente la Emisora no conoce o no considera significativos. En caso de materializarse cualquiera de dichos riesgos, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría descender, y la Emisora podría verse parcial o totalmente imposibilitada para cancelar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, en cuyo caso Ud. podría perder total o parcialmente su inversión. En general, se asumen más riesgos al invertir en títulos valores de emisores en mercados emergentes, como Argentina, que al invertir en títulos de emisores en los Estados Unidos y otros mercados desarrollados. La información proporcionada en la presente sección incluye declaraciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres. Los resultados de la Emisora pueden ser substancialmente distintos de lo anticipado en dichas declaraciones como resultado de diversos factores, incluyendo aquellos descritos en la sección "Declaraciones sobre hechos futuros".

Riesgos relacionados con Argentina

Dependemos ampliamente de las condiciones macroeconómicas, políticas y sociales de la Argentina.

Nuestra actividad comercial y nuestros resultados financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina, incluyendo el nivel de crecimiento, de inflación, tipo de cambio, tasas de interés y los acontecimientos y condiciones internacionales que podrían afectar a Argentina. La Emisora es una sociedad constituida y existente de conformidad con la legislación argentina y prácticamente la totalidad de sus operaciones, instalaciones y consumidores se encuentran en Argentina.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las décadas recientes, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación monetaria, y podría registrarse mayor volatilidad en el futuro. En particular, durante los años 2001 y 2002, la Argentina atravesó una severa crisis política, económica y social que generó una importante contracción económica y condujo a cambios radicales en las políticas gubernamentales que afectaron al sector privado. Para enfrentar la crisis económica de 2001 y 2002 en la Argentina, el gobierno nacional adoptó, entre otras, medidas tales como el congelamiento de los precios de potencia y el cambio en el marco regulatorio.

Si bien la economía argentina se recuperó significativamente desde la crisis de 2001, la misma continúa inestable y vulnerable, tal como se refleja en las siguientes condiciones económicas:

- la inflación continúa alta y podría continuar en los mismos niveles en el futuro. De acuerdo a los reportes del INDEC, el índice de precios al consumidor ("IPC") para el año 2019 fue del 53,8%, para el año 2020 fue del 36,1%, para el año 2021 fue del 50,9%; para el año 2022 fue del 94,8%, mientras que, en lo que va del 2023, el IPC publicado por el INDEC registró un aumento del 6,0% para enero, 6,6% en febrero, 7,7% en marzo y 8,4% en abril.
- el PBI presenta una alta volatilidad. De acuerdo con los cálculos revisados del PBI del año 2004, publicados por el INDEC en marzo de 2017, cálculo que forma la base para calcular el PBI real para cada año posterior al 2004, el PBI creció un 2,4% en 2013, disminuyó un 2,5% en 2014, aumentó un 2,7% en 2015, disminuyó un 2,1% en 2016, aumentó un 2,8% en 2017, disminuyó un 2,6% en 2018, disminuyó un 2,1% en 2019, disminuyó un 4,3% en 2020 y aumentó un 10,3% en 2021. En 2022, el PBI real de Argentina creció un 5,2% en relación con 2021.
- El rendimiento de Argentina en términos del PBI ha dependido en gran medida de los altos precios en los *commodities*, que son volátiles en el corto plazo, por encima del control del gobierno argentino y el sector privado;
- el aumento discrecional en el gasto público ha resultado en, y podría llegar a exacerbar el déficit fiscal;
- las inversiones, medidas en términos porcentuales del PBI, siguen siendo muy bajas para sostener

cualquier perspectiva de crecimiento;

- un número significativo de protestas o huelgas podría tener lugar en Argentina, como ha ocurrido en el pasado, lo cual podrían afectar adversamente varios sectores de la economía argentina;
- la deuda soberana de Argentina, medida en términos porcentuales del PBI, sigue siendo alta. La administración de Fernández logró arribar a un acuerdo de reestructuración de la deuda soberana emitida mediante bonos tanto gobernados por ley extranjera como por ley local, y ha negociado con el FMI la refinanciación de la deuda contraída durante el gobierno anterior;
- el suministro, transporte o capacidad de transmisión de energía o gas natural podría no ser suficiente para suministrar o alimentar la actividad industrial (limitando el desarrollo industrial como resultado) y el consumo; y
- el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos. De acuerdo con el INDEC, la tasa de desocupación durante el cuarto trimestre del 2021 y del 2022 fue de 7,0% y 6,7% respectivamente.

Adicionalmente, la rápida propagación y desarrollo de la pandemia del COVID-19 (coronavirus) causó un efecto material adverso tanto en la economía global, como en la economía argentina. Véase *“La propagación del coronavirus, o COVID-19, ha tenido un impacto significativo adverso en la economía global y local que aún no es totalmente determinable”* en esta sección.

En ese sentido, no podemos asegurar que la continuación de la contracción de la economía, el aumento de la inestabilidad económica o una expansión de las políticas económicas y las medidas adoptadas por el gobierno Argentino para controlar la inflación o la dirección de otros desarrollos macroeconómicos que afectan a entidades del sector privado, como nosotros, todos acontecimientos sobre los que no tenemos ningún control, no habrían de tener un efecto adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación.

La propagación del coronavirus, o COVID-19, ha tenido un impacto significativo adverso en la economía global y local que aún no es totalmente determinable.

En diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (COVID-19) fue reportada en Wuhan, China. Desde entonces, el COVID-19 se propagó por más de 150 países, incluyendo Argentina. Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró que el estado de pandemia a nivel global. La rápida propagación del coronavirus y el número de contagiados llevó a muchos de los países afectados, incluyendo Argentina, a tomar medidas preventivas que van desde el cierre de fronteras hasta el de aislamiento total de sus poblaciones, lo que naturalmente produjo una considerable disminución de la actividad económica, de la producción e inestabilidad financiera. Según el Banco Mundial, luego de una contracción estimada de 3,2% en 2020, el crecimiento mundial evidenció un incremento del 5,9% en 2021 y del 2,9% en 2022. Asimismo, el crecimiento mundial se proyecta en 1,7% en 2023, y en 2,7% en 2024. La recuperación prevista resulta gracias a las vacunas y la continua adaptación de la actividad económica. Estas perspectivas están sujetas a gran incertidumbre, relacionada con el curso de la pandemia, y la evolución de las condiciones financieras.

El nivel de contagio en nuestro país se vio sumamente reducido en los últimos meses, pero, no obstante, nuevas mutaciones del virus que se podrían producir son motivo de preocupación aun cuando la creciente cobertura de la inmunización contribuye al optimismo. Continuamos monitoreando la propagación del coronavirus y sus riesgos relacionados. El surgimiento de nuevas cepas, así como su impacto en nuestros negocios, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo es incierta.

Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular.

El gobierno nacional, en todos sus niveles y a través de sus distintos organismos, cuenta con facultades considerables para fijar las políticas de gobierno y las medidas relacionadas con la economía argentina, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora. Por ejemplo, no podemos asegurar que el marco regulatorio vigente y nuestra relación comercial con CAMMESA bajo nuestros PPAs o los programas actuales y las políticas relacionadas al sector energético se mantendrán en el futuro, o que nuestros PPAs

no sean modificados por CAMMESA o cualquier otra autoridad gubernamental en el futuro. A pesar de que nos correspondería recibir compensación en caso de ocurrir cambios regulatorios que entren en conflicto con nuestros PPAs, podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar la compensación adecuada o incluso recibir dicha compensación, con resultados inherentemente inciertos. No podemos garantizar que las políticas que la administración Fernández ha implementado no afectarán adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultado de operaciones. Véase “*Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*” para una descripción de algunas de las políticas implementadas por la administración Fernández.

El 2 de julio de 2022 anunció su renuncia el Ministro de Economía, Martín Guzmán, y el Secretario de Hacienda, Raúl Rigo. En reemplazo del ex Ministro de Economía, el 4 de julio de 2022 asumió Silvana Batakis. Sin embargo, el 28 de julio de 2022, la Ministra presentó su renuncia, y 5 días después, asumió en su lugar Sergio T. Massa como nuevo Ministro de Economía, concentrando también los ministerios de producción y agricultura, incorporando nuevamente a Raúl Rigo como Secretario de Hacienda. El nuevo Ministro ha anunciado una serie de medidas con el eje puesto en el ordenamiento de las cuentas públicas, el superávit comercial, el fortalecimiento de las reservas y el desarrollo con inclusión. En ese contexto, existen dudas de si la Argentina podrá cumplir con las metas y objetivos dispuesto en el acuerdo con el Fondo Monetario Internacional, las medidas que serán adoptadas en relación con el stock de deuda en pesos del Gobierno Argentino y la capacidad de cumplir con las metas y objetivos dispuestos con relación a la refinanciación de la deuda con el Club de París. No es posible prever los resultados económicos y sociales de las declaraciones anunciadas ni de las medidas que en el futuro anuncie el nuevo Ministro, como así tampoco de la posible incertidumbre e inestabilidad política y económica.


Debe tenerse en cuenta, además, que, en lo que resta del año 2023, se llevarán a cabo elecciones a nivel nacional, provincial y local. En particular, se realizarán las elecciones presidenciales, se elegirá el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los gobernadores de 21 provincias, se renovará la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación, se renovará un tercio del Senado de la Nación y habrá elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales. Esta circunstancia agrega más incertidumbre a un escenario macroeconómico de por sí inestable.

No podemos controlar la implementación ni predecir el resultado de las reformas al marco regulatorio que rige nuestras operaciones, ni garantizar que dichas reformas sean implementadas en absoluto o de forma que beneficie nuestras operaciones. El hecho que estas medidas no generen los resultados deseados podría afectar negativamente tanto la economía argentina como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones, incluyendo aquellas resultantes de las Obligaciones Negociables.

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

El Peso argentino ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar Estadounidense en el pasado y ha seguido devaluándose frente a esa divisa en los meses recientes. El Peso se depreció un 52,5% en 2015, 21,09% en 2016, un 17,4% en 2017, un 102,2% en 2018, 58,9% en 2019, 40,5% en 2020, 14,7% en 2021, y un 41,14% en 2022, respectivamente, con respecto al Dólar Estadounidense. Al 31 de mayo de 2023, el tipo de cambio fue de Ps. 231,3 por Dólar Estadounidense, lo que refleja un incremento de aproximadamente 92,4% con respecto al mismo periodo del año anterior.

A pesar de los efectos positivos de la devaluación del Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, también puede tener profundos impactos negativos sobre la economía del país y la situación patrimonial de los ciudadanos y las empresas. La devaluación que el Peso sufrió en los últimos años afectó la capacidad de las empresas argentinas de pagar sus deudas denominadas en moneda extranjera, conllevó un muy alto nivel de inflación, redujo significativamente el salario real y, por lo tanto, tuvo un impacto negativo sobre las empresas cuyo éxito depende de la demanda en el mercado interno, y afectó la capacidad del gobierno argentino de cumplir con sus obligaciones de pago de deuda externa. Si el Peso continuara experimentando una devaluación importante, podrían continuar todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha devaluación, con consecuencias adversas para los negocios y, por ende, los resultados de las operaciones de la


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Emisora, así como también, respecto de su capacidad de honrar sus deudas, entre las que se encuentran las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa.

Por otro lado, un aumento sustancial del valor del Peso frente al Dólar Estadounidense también representaría riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del Peso podría afectar las exportaciones, lo cual a su vez podría tener un impacto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo y disminuir los ingresos del sector público argentino al reducirse el cobro de impuestos en términos reales, dado que actualmente es muy dependiente de los aranceles de exportación.

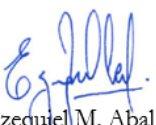
Casi todos nuestros ingresos están denominados en Dólar Estadounidense, mientras que algunos de nuestros costos están denominados en Dólar Estadounidense y otros en Pesos. Por lo tanto, las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el Peso podrían tener un impacto negativo en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Adicionalmente, los ingresos futuros por impuestos de Argentina y los resultados fiscales podrían ser insuficientes a los fines de cumplir con sus obligaciones de pago y Argentina podría tener que depender parcialmente de financiamiento adicional del mercado de capitales local o internacional, del FMI y otros potenciales acreedores, a los fines de poder cumplir con sus futuras obligaciones de pago. En el futuro, Argentina y emisores argentinos podrían no tener acceso a los mercados de capitales locales o internacionales, lo que podría provocar un efecto materialmente adverso sobre la capacidad de Argentina o de emisores argentinos de cumplir con los pagos adeudados bajo su deuda pública, y a su vez, ello podría afectar materialmente en forma adversa nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones.

En el pasado, la inflación ha socavado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En años recientes, la Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, materializadas en un aumento significativo de los precios de los combustibles, la electricidad y los alimentos, entre otros factores. De acuerdo con los datos publicados por el INDEC, la tasa de inflación fue del 10,9% en 2010, 9,5% en 2011, 10,8% en 2012, 10,9% en 2013, 38,5% en 2014 y 27,8% en 2015 (entre enero y octubre de 2015, dado que el INDEC discontinuó las publicaciones para los periodos de noviembre y diciembre). Para más información, véase “*Riesgos relacionados con Argentina - La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital*”. Para contrarrestar esta situación, la gestión anterior implementó diversas políticas para controlar la inflación y monitorear los precios de los bienes y servicios básicos, incluyendo el congelamiento de precios de productos y servicios clave, y la celebración de acuerdos de precios con empresas privadas en varias industrias y mercados.

La inflación continuó en aumentó durante 2016, impulsado en buena medida por la depreciación del Peso, pero estos índices no fueron publicados por el gobierno nacional, ya que se había declarado la emergencia estadística. Conforme la información publicada por la Provincia de San Luis, el IPC creció en un 31,57% en 2015 y la tasa de inflación fue de 6,49%, 4,19%, 2,71%, 2,98% y 3,39% en diciembre de 2015 y enero, febrero, marzo y abril de 2016, respectivamente. En junio de 2016, el INDEC finalizó sus publicaciones del IPC, luego de la implementación de reformas metodológicas y ajustes de ciertos índices macroeconómicas. De conformidad con el INDEC, el índice de inflación nacional fue 24,8% en 2017, 47,6% en 2018, 53,8% en 2019, 36,1% en 2020, 50,9% en 2021, y 94,8% en 2022, mientras que, en lo que va del 2023, el IPC publicado por el INDEC registró un aumento del 6,0% para enero, 6,6% en febrero, 7,7% en marzo y 8,4% en abril.

Los altos niveles de inflación socavan la competitividad de Argentina en el mercado externo al diluir los efectos de una depreciación del Peso, efectos adversos sobre los niveles de actividad económica y empleo, y podrían afectar la confianza en el sistema financiero argentino, lo que podría limitar aún más el acceso de las compañías argentinas al crédito nacionales e internacionales. Asimismo, parte de la deuda argentina es ajustada en función del Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario fuertemente vinculado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación generaría un aumento de la deuda externa argentina y, por lo tanto, de las obligaciones financieras de Argentina, que podría exacerbar su efecto sobre la economía argentina. Si los niveles


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de inflación se mantuvieran o se elevaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectada y el acceso al crédito podría volverse más restrictivo.

En tal sentido, conforme al Relevamiento de Expectativas del Mercado (“REM”) correspondiente al mes de mayo de 2023, el Banco Central anunció que las nuevas estimaciones de inflación para los años 2023, 2024 y 2025 son del 148,9%, 105,7% y 56,7%, respectivamente. La continua devaluación del Peso, así como un ajuste tarifario de los servicios públicos, podrían generar un nuevo aumento de la inflación.

Si bien casi todos nuestros ingresos están denominados en Dólares Estadounidenses, algunos de nuestros costos están denominados en Dólares Estadounidenses y otros en Pesos. En tal sentido, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones pueden verse substancialmente afectados si los niveles de inflación superan la depreciación del Peso. Asimismo, ya que algunos de nuestros costos se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses (como algunos repuestos de nuestras turbinas), el índice de inflación en Dólares Estadounidenses también podría afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, a pesar de que nuestros ingresos en virtud de los PPAs se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses.

Los altos niveles de inflación del último bimestre impactaron de forma negativa en las actividades de la Emisora, provocando un aumento en los costos de efectivo en términos reales. Esto se debió a que la brecha entre inflación y devaluación resultó en una apreciación real del Peso para ese período, lo cual, teniendo en cuenta que la mayor parte de los ingresos de la Emisora están denominados en Dólares Estadounidenses, generó que el aumento en los costos en Pesos fuera mayor al aumento en los ingresos en la misma moneda que se desprenden de la devaluación del tipo de cambio oficial.

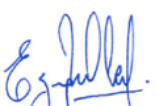
La Emisora no puede asegurar que la inflación y/u otros acontecimientos políticos, sociales y económicos futuros en Argentina relacionados con los altos niveles de inflación, los cuales la Emisora no controla, no afectarán adversamente su situación patrimonial o los resultados de sus operaciones, incluyendo su capacidad de pago de los servicios de capital y/o intereses de sus deudas a su vencimiento, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital.

Desde 2007, el INDEC ha atravesado un proceso de reforma institucional y metodológica que dio lugar a ciertas controversias respecto de la confiabilidad de la información producida por dicho organismo, incluyendo los índices de inflación y desempleo, y el PBI. Esto ha afectado la credibilidad del IPC y otros índices publicados por el INDEC, y se ha afirmado que la tasa de inflación y las demás tasas calculadas por el INDEC podrían haber sido más altas de las que indicaban oportunamente los informes oficiales.

Por ello, el 8 de enero de 2016, el gobierno declaró al sistema de estadísticas nacionales y al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016 y anunció que el INDEC experimentaría ciertas reformas metodológicas y ajustes de ciertas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas. En tal sentido, el INDEC suspendió temporalmente la publicación de datos oficiales hasta finalizar la reorganización de su estructura técnica y administrativa. Mientras tanto, el gobierno de Macri publicó un IPC alternativo calculado en función de los datos para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de San Luis. En junio de 2016, el INDEC volvió a publicar el IPC y revisó los datos sobre el PBI para los años 2006 a 2015, luego de implementar ciertas reformas metodológicas y de ajustar ciertas estadísticas macroeconómicas. Al calcular el PBI real para los años posteriores en función del PBI revisado para 2004, el INDEC utilizó coeficientes de deflación consistentes con su metodología revisada para el cálculo de la inflación. Al calcular índices de inflación menores a los valores reales en el pasado el INDEC sobreestimó el crecimiento en términos reales. Los ajustes realizados por el INDEC arrojaron un crecimiento del PBI real para el periodo 2004-2015 del 48,72%, en lugar del 63% calculado para el mismo periodo en función de la información utilizada con anterioridad a junio de 2016.

La capacidad de la Emisora de acceder al crédito y al mercado de capitales para financiar sus operaciones y crecimiento en el futuro podría verse aún más limitada por la incertidumbre relacionada con la exactitud de los índices económicos en cuestión, lo cual podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

situación patrimonial y financiera de la Emisora, incluida su capacidad de honrar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento.

El default soberano declarado por Argentina en 2001 y la demora para reestructurar íntegramente su deuda soberana y negociar con los *holdouts* ha limitado las posibilidades del país de acceder a fuentes de financiamiento internacional y puede continuar haciéndolo en el futuro. Como consecuencia de la reestructuración de deuda que tuvieron lugar en 2005 y 2010, Argentina reestructuró aproximadamente el 92% de su deuda en default. Sin embargo, aquellos que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países para obtener el pago de sus créditos, incluso en Estados Unidos. Finalmente, luego de una larga controversia entre éstos y la Argentina, el gobierno alcanzó acuerdos con tenedores de una porción significativa de los bonos en default y canceló sus deudas con la mayoría de los *holdouts* mediante la emisión de bonos por US\$ 16.500 millones a 3, 5, 10 y 30 años, el 22 de abril de 2016. Por medio de dicha emisión, Argentina recuperó acceso a los mercados de capitales internacionales. Si bien el monto de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente, continúan pendientes de resolución en diversas jurisdicciones los procesos iniciados por los tenedores que no aceptaron la oferta de Argentina.

Por otro lado, los accionistas extranjeros de algunas empresas argentinas presentaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”) con el argumento de que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis de 2001 y 2002 incumplieron con los estándares de trato justo y equitativo establecidos en varios tratados bilaterales de inversión suscritos por Argentina. Adicionalmente, se presentó una demanda contra Argentina en los tribunales de Nueva York por la compañía de energía Petersen Energía Inversora S.A., reclamando compensación por acciones que poseía de la ahora nacionalizada YPF S.A (“YPF”) compañía de energía. Estos reclamos pendientes podrían llevar a sentencias adversas sustanciales contra el país, embargos o medidas cautelares sobre los activos argentinos o podrían hacer caer a la Argentina en cesación de pagos respecto de sus obligaciones, lo que podría impedir que la Argentina obtenga condiciones o tasas de interés favorables al acceder a los mercados de capitales internacionales o que no acceda a financiamiento internacional en absoluto. A la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

La continuidad de los litigios con el resto de los acreedores *holdout*, así como el mantenimiento de los reclamos ante el CIADI y otros planteos en contra del Gobierno Argentino, o cualquier situación futura de cesación de pagos de la Argentina respecto de sus obligaciones financiera podría hacer imposible que empresas argentinas como las nuestra accedan a los mercados internacionales de capital o bien podría hacer que los términos de dichas operaciones sean menos favorables que los ofrecidos a empresas de otros países de la región, lo cual potencialmente afectaría nuestra situación patrimonial.


Durante 2018, el gobierno llegó a un acuerdo con el FMI, quien aprobó una línea de crédito en favor de Argentina por US\$ 50.000 millones con una duración de 26 meses, bajo la modalidad “stand-by”, en el marco de una creciente presión cambiaria y volatilidad de los mercados debido a la suba de la tasa de interés en Estados Unidos. Los compromisos más importantes asumidos por Argentina en el marco del acuerdo con el FMI fueron reducir el déficit fiscal, reducir la inflación, dotar de mayor autonomía al BCRA y reducir el stock de deuda que el tesoro nacional tenía con el BCRA para el financiamiento del déficit fiscal. En agosto de 2018, el gobierno argentino reconoció la incapacidad de cumplir las metas que había acordado originalmente con el FMI y solicitó un incremento en el monto total de la línea de crédito otorgada oportunamente de US\$ 50.000 millones a US\$57.100 millones y el adelanto de las fechas de los desembolsos acordadas. El 28 de septiembre de 2018, el FMI aprobó las modificaciones al acuerdo original celebrado con el gobierno argentino. Hasta la fecha del presente Prospecto, el FMI ha girado a la Argentina bajo el acuerdo aproximadamente US\$ 46.100 millones. Sin embargo, la volatilidad cambiaria y en las tasas de interés durante los últimos meses de 2019 pusieron en

cuestionamiento la habilidad del gobierno para cumplir los estándares determinados por el acuerdo. Como consecuencia de la incertidumbre política y económica, el FMI decidió posponer el siguiente desembolso previsto originalmente para el mes de septiembre de 2019. Por su parte, el gobierno de Alberto Fernández a poco de asumir anunció que no tenía intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado. Adicionalmente, el 19 de febrero de 2020, el FMI publicó un comunicado por medio del cual sostuvieron que la deuda argentina era insostenible.

Con fecha 28 de enero de 2022, el Presidente Alberto Fernández anunció la llegada de un acuerdo con el FMI para la refinanciación de la deuda con dicho organismo. Según lo acordado, el FMI refinanciará durante los próximos dos años y medio los más de 44.000 millones de dólares que la Argentina adeuda. A cambio, la Argentina se comprometió, entre otras metas, a reducir el déficit fiscal al 0,9% del PBI para el 2024. Dicho acuerdo ha sido aprobado por la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores, con fechas 11 de marzo de 2022 y 17 de marzo de 2022, respectivamente. En este sentido, con fecha 18 de marzo de 2022 a través de Decreto N°130/2022 se promulgó la Ley N°27.668 que aprueba las operaciones de crédito público contenidas en el Programa de Facilidades Extendidas a celebrarse entre el Poder Ejecutivo Nacional y el FMI para la cancelación del Acuerdo *Stand By* celebrado oportunamente en el año 2018 y para el apoyo presupuestario. El 25 de marzo de 2022, el directorio ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo alcanzado con Argentina, lo cual permite un desembolso inmediato de US\$ 9.656 millones y establece que habrá 10 desembolsos y revisiones trimestrales. Posteriormente, el 24 de junio de 2022, el mismo directorio aprobó en Washington las metas del primer trimestre del año. La decisión permitió que la Argentina reciba un desembolso inmediato de USD 4.010 millones (el equivalente a 3.000 millones de Derechos Especiales de Giro, DEG) con los que deberá afrontar vencimientos con el propio organismo. El 19 de septiembre de 2022, el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas llegaron a un acuerdo a nivel de personal técnico sobre un marco macroeconómico actualizado y las políticas asociadas necesarias para completar la segunda revisión bajo el Acuerdo. El 5 de octubre, La Corte Suprema de Justicia de la Nación desestimó un recurso extraordinario federal interpuesto por el Gobierno contra una sentencia que lo condenó a brindar información complementaria sobre los acuerdos firmados en 2018 con el FMI, en base a la ley de Acceso a la Información Pública. En base ello, el Gobierno deberá brindar información detallada y completa del acuerdo celebrado con la entidad. El 7 de octubre de 2022 el FMI aprobó la segunda revisión del Acuerdo y autorizó el desembolso de aproximadamente US\$ 3.900 millones. A principios de diciembre de 2022 se llegó a un acuerdo técnico, y el 22 de diciembre del mismo año el Directorio del FMI aprobó un nuevo desembolso por U\$S 6.000 millones, debido a que consideraron que el país había cumplido con las metas establecidas para fines de septiembre.

Con los objetivos mencionados de restaurar la sostenibilidad de la deuda y recuperar el camino para lograr un crecimiento económico sostenido, el 6 de abril de 2020, la administración Fernández emitió el Decreto N°346/2020, que difirió los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Finanzas. Con fecha 8 de agosto de 2020 se publicó la Ley N°27.556, mediante la cual el Gobierno Argentino dispuso la reestructuración de su deuda instrumentada en los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley de la República Argentina mediante una operación de canje. El 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas.

En este sentido, por medio del Decreto N°391/2020 de fecha 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el "Canje") con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal en que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. El Canje estuvo abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,40% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.


Asimismo, el Gobierno Nacional entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, en razón del vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021 por un total de US\$ 2.300 millones. Con fecha 23 de junio de 2021, el Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional alcanzó un acuerdo con el Club de París para evitar caer en default el 31 de julio de 2021 y poder seguir renegociando hasta el 31 de marzo de 2022. En razón de dicho acuerdo, el Gobierno Argentino debía pagar un total de US\$ 430 millones, a cuenta del capital de la deuda total, en dos partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. El 22 de marzo de 2022, el Ministro de Economía mantuvo un encuentro con el presidente del Club de París en el que las partes acordaron una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio del 2021. El acuerdo alcanzado incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al programa de Facilidades Extendidas que tiene una duración de treinta meses, permitiéndole a la Argentina asegurar determinadas fuentes financieras. Las garantías financieras otorgadas establecen que, durante la vigencia del programa, Argentina realizará pagos parciales a los miembros de Club de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo con los términos establecidos en el entendimiento de junio de 2021. Con fecha 30 de mayo de 2022, el Gobierno Nacional dispuso, mediante el Decreto N°286/2022, el diferimiento de los pagos de la deuda con el Club de País hasta la existencia de un nuevo acuerdo marco que reemplace el antes suscripto y los acuerdos bilaterales suscriptos en su consecuencia, o hasta el 30 de septiembre de 2024, lo que ocurra primero. Con fecha 28 de octubre de 2022, el Ministro de Economía Sergio Massa anunció que se alcanzó un nuevo acuerdo con el Club de París. Tras el acuerdo alcanzado, el capital de la deuda a refinanciar será de US\$ 1.972 millones, fueron eliminadas las multas e intereses punitivos, la tasa de interés acordada es de 3,9% en los primeros tres semestres del acuerdo y se incrementará paulatinamente hasta llegar a 4,5% al final del convenio, y los pagos se efectuarán desde diciembre del 2022 hasta septiembre del año 2028.

Con fecha 24 de junio de 2021, MSCI (Morgan Stanley Capital International) anunció la reclasificación de Argentina a la categoría *standalone market* o mercado independiente con efectos a partir de noviembre del 2021, quedándose así excluido de los índices del MSCI. En junio de 2019, Argentina había accedido a la categoría de mercado emergente. La principal razón de esta decisión radica en los controles de cambio que se mantienen vigentes desde septiembre de 2019.

Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Gobierno de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Gobierno Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, si la Argentina incumpliera en el pago de sus obligaciones y/o no lograra renegociar su deuda, eso resultaría en un mayor aislamiento financiero de Argentina y de las empresas privadas argentinas, lo que traería como consecuencia una imposibilidad de Argentina o de emisores argentinos de acceder a los mercados internacionales con el fin de obtener financiamiento (incluyendo fondos nuevos, refinanciaciones de deuda u obtener o mantener cartas de crédito para cumplir con nuestras obligaciones bajo nuestros acuerdos contractuales), y afectar negativamente, a su vez, las condiciones de crédito local y exacerbar aún más la situación económica y política de la Argentina.

Altos niveles de gasto público podrían resultar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía de Argentina.

En años recientes, el gobierno nacional ha incrementado sustancialmente el gasto público. En 2016 y 2017, el


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


gasto público nacional se incrementó en un 37,00% y 21,8% año tras año, respectivamente (medido en valores nominales de Pesos argentinos) y el gobierno ha reportado déficit fiscal primario de 4,6% y 3,8% del PBI, respectivamente, de conformidad con los informado por el Tesoro argentino. En 2018, el gasto público nacional aumentó en un 22,4% y el gobierno reportó un déficit fiscal primario de 2,4% del PBI. En 2019 y 2020, el gasto público nacional aumentó un 37,2% y 52,7%, respectivamente, y el gobierno reportó un déficit fiscal primario de 0,96% y del 6,5% del PBI, respectivamente. En 2021, los gastos del sector público nacional alcanzaron un incremento del 77%, y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 3% del PBI. El 16 de junio de 2022, mediante el Decreto de Necesidad de Urgencia 331/2022, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el presupuesto general de la administración nacional para el ejercicio 2022, mediante el cual proyecta un déficit primario de 2,5% del PBI para el sector público nacional durante el corriente año, 1,9% para el 2023 y 0,9% para 2024, ratificando las metas acordadas previamente con el Fondo Monetario Internacional. El 20 de enero de 2023 el Gobierno anunció que en el mes de diciembre se registró un déficit primario acumulado de \$1.955.140,8 millones, equivalente al 2,4% del PBI.

Durante los años recientes, el gobierno argentino ha recurrido al BCRA y al ANSES (conforme se define más adelante) a los fines de aliviar parcialmente sus necesidades de financiamiento. A mayor abundamiento, el resultado del déficit fiscal podría verse negativamente afectado en el futuro si el gasto público continúa incrementándose a niveles más altos que los ingresos debido a, por ejemplo, beneficios de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y aumentos en el gasto de obra pública y subsidios, incluyendo subsidios a los sectores de energía y transporte. Un mayor deterioro respecto de las arcas fiscales podría negativamente afectar la capacidad del gobierno para acceder a los mercados financieros a largo plazo y a su vez podría resultar en una mayor limitación a las compañías argentinas (incluyendo la Emisora) respecto del acceso a dichos mercados. Adicionalmente, un mayor deterioro en las arcas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno argentino para continuar subsidiando a los consumidores del sector energético.

Las medidas del gobierno para abordar un eventual malestar social podrían impactar negativamente en la economía.

Durante la crisis económica de 2001-2002, la Argentina experimentó disturbios sociales y políticos, incluyendo malestar civil, saqueos, protestas a nivel nacional, huelgas y demostraciones de disconformidad en las calles. Durante los gobiernos que sucedieron la mencionada crisis, el Estado profundizó su intervención directa en la economía, por ejemplo, mediante expropiaciones o nacionalizaciones, controles de precios, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, suspensión de la exigibilidad de los derechos de los acreedores y derechos de los accionistas, nuevas políticas tributarias, incluyendo aumento de regalías e impuestos y reclamos de impuestos retroactivos, así como cambios en leyes, reglamentaciones y políticas que han afectado el comercio exterior y las inversiones, entre otras medidas intervencionistas.

En esa línea, en 2008, el gobierno absorbió y reemplazó el sistema de pensiones privado existente por un sistema de pensiones público. Como resultado de ello, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones privados, incluyendo participaciones accionarias significativas en un gran porcentaje de compañías listadas, fueron transferidas a un fondo separado (Fondo de Garantía de Sustentabilidad o el "FGS") a ser administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"). La disolución de los fondos privados de pensiones y la transferencia de sus activos financieros a favor del FGS provocó importantes repercusiones sobre el financiamiento de compañías del sector privado. Instrumentos de deuda y acciones que anteriormente podían ser colocados entre las administradoras de fondos de pensiones se encuentran actualmente sujetos a la discrecionalidad del ANSES. Siendo que el ANSES adquirió participaciones accionarias en compañías de capitales privados a través del proceso de reemplazo del sistema de pensiones, el ANSES tiene la facultad de designar representantes del gobierno nacional en los directorios de dichas compañías. De conformidad con el Decreto N°1.278/2012, emitido por el Poder Ejecutivo el 25 de julio de 2012, los representantes del ANSES deben reportar directamente al Ministerio de Hacienda de la Nación y se encuentran sujetos a un régimen informativo mandatorio, bajo el cual, entre otras obligaciones, dichos representantes deben informar inmediatamente al Ministerio de Hacienda de la Nación, el orden del día de cada reunión de directorio y proveer la documentación correspondiente.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Asimismo, en mayo de 2012, el Congreso nacional aprobó la ley que autorizó la expropiación del 51% del capital accionario de YPF la principal empresa petrolera de Argentina, cuyas acciones eran de titularidad de Repsol, S.A. y sus afiliadas. En febrero de 2014, el gobierno argentino y Repsol, a quien YPF le fuera expropiada, anunciaron un acuerdo sobre los términos de la indemnización correspondiente a Repsol por la expropiación de las acciones de YPF, dando por finalizado el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI. Esta indemnización totalizó US\$ 5.000 millones pagaderos mediante la entrega de bonos soberanos argentinos con varios vencimientos.

En febrero de 2015, el gobierno argentino envió un proyecto de ley al Congreso nacional a los fines de revocar ciertas concesiones, devolver la red de vías nacionales al control estatal y dotarlo de facultades para revisar la totalidad de las concesiones vigentes a tal fecha. Dicho proyecto fue aprobado el 20 de mayo de 2015 mediante la Ley N° 27.132.


El día 8 de junio de 2020 el presidente Alberto Fernández anunció la intervención del Grupo cerealero Vicentin, a través de un Decreto de Necesidad y Urgencia. Además, el Gobierno anticipó que remitirá al Congreso de la Nación un proyecto de ley de expropiación de la firma, el cual la declarará "de utilidad pública". La empresa Vicentin es una de las más grandes exportadoras de cereales y derivados -principalmente, harinas y aceites- y es la principal fuente de divisas genuinas del país. Actualmente, Vicentin se encuentra en concurso preventivo de acreedores, y el Gobierno anunció que dicha intervención permitiría su continuidad y garantizaría su producción. El Presidente precisó que todos los activos del Grupo Vicentin pasarían a ser parte de un grupo fiduciario que estaría a cargo de la empresa YPF Agro. Sin embargo, en fecha 31 de julio de 2020 el Gobierno dispuso la derogación del DNU N° 522/2020 que ordenaba la intervención del Grupo Vicentin por 60 días alegando, entre diversas razones, la imposibilidad de conocer el pasivo real de la compañía y los riesgos que implicaría proceder sin dicha información.

Si el gobierno de Fernández continúa intentando implementar políticas similares en el futuro para paliar los distintos conflictos sociales que existen o que pudieran acontecer, estas medidas podrían resultar perjudiciales para la Emisora y afectar la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. Acciones adicionales tomadas por el gobierno argentino relacionadas con la economía, incluyendo decisiones relativas a tasa de interés, impuestos, control de precios, aumentos salariales, beneficios adicionales a empleados y controles del tipo de cambio podrían continuar teniendo un efecto materialmente adverso en el crecimiento económico de la Argentina y a su vez, afectar nuestras condiciones financieras y resultados de nuestras operaciones. Cualquier política gubernamental adicional establecidas a los fines de prevenir, o en respuesta a, el malestar social podría afectar materialmente la economía y, en consecuencia, nuestro negocio, el resultado de nuestras operaciones y nuestra condición financiera.

Los controles cambiarios y las restricciones a los ingresos y egresos de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectar de manera adversa a la economía argentina y, como consecuencia, a nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

Durante 2001 y la primera mitad de 2002, la Argentina experimentó un retiro masivo de depósitos del sistema financiero como consecuencia de la falta de confianza en la capacidad del gobierno argentino de pagar su deuda y sostener la paridad entre el Peso y el Dólar Estadounidense. Esta situación provocó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino, que llevó al gobierno a imponer controles cambiarios y restricciones a las transferencias de divisas, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas de retener moneda extranjera o girar pagos al exterior. Si bien la situación del sistema financiero local ha mejorado, las restricciones a retiro de depósitos se han eliminado y los depósitos en Dólares Estadounidenses a lo largo de los últimos años han aumentado considerablemente, no puede garantizarse que ciertas circunstancias económicas y/o políticas y/o financieras no desencadenen nuevamente un retiro masivo de depósitos de los bancos, originando problemas de liquidez y solvencia en las entidades financieras, resultando en una contracción del crédito disponible y en la imposición de restricciones similares u otras medidas cambiarias.

Además de las restricciones cambiarias aplicables a las transferencias de fondos, en junio de 2005 el estado argentino adoptó diversas normas y reglamentaciones que establecieron nuevos controles restrictivos a los ingresos de capitales al país, que incluían el requisito de que, para ciertos fondos remitidos a la Argentina, se depositara una suma equivalente al 30% de la transferencia en una cuenta abierta en una institución financiera local en concepto de depósito en Dólares Estadounidenses por el plazo de un año, suma que no devengaría intereses, beneficios ni otro uso como garantía de otra transacción.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Desde 2011 hasta que el presidente Macri asumió en diciembre de 2015, el gobierno argentino incrementó los controles en la venta de divisas extranjeras y la adquisición de activos extranjeros por residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al exterior. Por medio de una combinación entre regulaciones cambiarias e impositivas, la administración de Fernández de Kirchner limitó significativamente el acceso al mercado de cambios, tanto para personas físicas como para personas jurídicas del sector privado. Adicionalmente, durante los últimos años de la administración Fernández de Kirchner, el BCRA requería una aprobación *de facto* para ciertas operaciones de cambio que de otra manera estarían autorizadas según las regulaciones aplicables, como por ejemplo pagos de dividendos o el repago de capital en préstamos *intercompany*, como así también las importaciones de bienes, regulando la cantidad de moneda extranjera disponible para que las empresas realicen ese tipo de transacciones. El número de regulaciones cambiarias introducidas en el pasado, y particularmente después de 2011 y durante la administración Fernández de Kirchner, llevaron a la creación de un mercado cambiario extraoficial, y el tipo de cambio entre Peso/Dólar Estadounidense en ese mercado difería sustancialmente del tipo de cambio entre Peso/Dólar Estadounidense del mercado oficial.

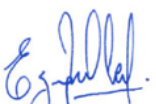
Durante la primera mitad del gobierno de Mauricio Macri, se llevó adelante un programa cuyo objetivo era aumentar el nivel de reservas internacionales depositadas en el BCRA a través de la celebración de ciertos acuerdos con entidades argentinas y extranjeras. Como resultado de las medidas tomadas de conformidad con dicho programa, el nivel de reservas internacionales en el BCRA logró ascender a un máximo de US\$ 77.481 millones el 9 de abril de 2019.

Sin embargo, tras las elecciones primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el sistema financiero argentino experimentó una inestabilidad cambiaria generalizada acompañada de un retiro masivo de los depósitos en dólares, lo cual impactó fuertemente en el nivel de reservas internacionales, las cuales llegaron a un nivel de US\$ 43.260 el 31 de octubre de 2019. Ante esa situación, con el objeto de apaciguar la pérdida de reservas internacionales, con fecha 1 de septiembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad de Urgencia N°609/2019, complementado por la Comunicación "A" 6770 emitida por el BCRA en la misma fecha, mediante el cual se reestablecieron los controles de cambio al ingreso y al egreso de divisas en la Argentina. Los controles de cambio fueron inicialmente implementados hasta el 31 de diciembre de 2019, pero posteriormente fueron extendidos indefinidamente, e incluso se implementaron más estrictos y mayores controles. Como consecuencia de la profundización de los controles de cambio, la diferencia entre el tipo de cambio oficial y otros tipos de cambio en el mercado informal que surgieron implícitamente como consecuencia de ciertas operaciones comúnmente celebradas en los mercados de capitales aumentó, generando una brecha de aproximadamente 88% entre lo que se conoce como "contado con liquidación" y el tipo de cambio oficial al 31 de diciembre de 2021. Asimismo, las reservas internacionales depositadas en el Banco Central han sufrido fluctuaciones de carácter significativo. Las reservas internacionales del Gobierno Nacional ascendieron a US\$ 39.662 millones al 30 de diciembre de 2021, y US\$ 44.588 millones al 30 de diciembre de 2022. Las medidas que el Gobierno Argentino adopte en el futuro podrían reducir aún más el nivel de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central en el futuro. Para mayor información sobre los controles de cambio vigentes, véase "*Información Adicional - Controles de Cambio*" de este Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, no podemos predecir el impacto que tendrán estas medidas y otras que en el futuro adopte el gobierno en la economía del país en su totalidad, en el sector financiero y en la posibilidad de las empresas argentinas (incluyendo la Emisora) de honrar sus obligaciones denominadas en Dólares Estadounidenses. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina y causar volatilidad en los mercados de capitales locales.

Las medidas del gobierno, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, lo cual podría incrementar los costos operativos de la Emisora.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

cosas, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial o por sindicato. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes quedan obligadas por la decisión final una vez que cuenta con la homologación de la autoridad laboral y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se les aplica el convenio colectivo de trabajo pertinente. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, dar a sus empleados incrementos adicionales en función de mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales han reclamado y podrían continuar reclamando incrementos salariales significativos año tras año. En el pasado, el estado argentino dictó leyes, reglamentaciones y decretos que exigían a las empresas del sector privado mantener niveles salariales mínimos y brindar a los empleados beneficios determinados.

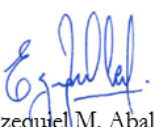
A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N°34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, el gobierno de Alberto Fernández declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, con motivo de la emergencia económica y el aumento del desempleo. Su propósito fue el de disuadir a los empleadores de despedir a su personal. Dicha medida fue posteriormente reforzada en virtud del Decreto N°329/2020, dictado en medio de la pandemia del COVID-19, por el cual se estableció que, en caso de despido sin justa causa durante dicho plazo, la trabajadora o el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente. Esta medida fue prorrogada en diversas ocasiones, hasta el establecimiento, mediante Decreto N°886/2021, de un esquema que implicó su eliminación gradual hacia el 30 de junio de 2022. Adicionalmente, el 14 de agosto de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Teletrabajo N°27.555. El propósito de dicha ley es establecer requisitos mínimos legales para la regulación del teletrabajo en aquellas actividades que lo permitan, debido a su naturaleza y características particulares. Asimismo, esta ley incorpora al régimen de contrato aprobado por la Ley N°20.744 determinadas provisiones relacionadas al teletrabajo como la jornada laboral, los elementos de trabajo y los derechos y obligaciones del empleado, entre otros.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen aumentos salariales o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores; tanto la masa de trabajadores como los sindicatos pueden presionar para lograr dichas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios a los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados operativos para las empresas argentinas, incluida la nuestra.

Una caída sostenida de los precios globales para los principales commodities que exporta la Argentina podría tener un efecto adverso para el crecimiento económico de la Argentina.

Los precios elevados de los *commodities* contribuyeron significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como de los ingresos que el estado percibió en concepto de impuestos sobre las exportaciones. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos, como la soja, volvió a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones de los *commodities* correspondientes a las principales exportaciones argentinas de productos básicos han caído durante el 2015, lo cual tuvo un efecto adverso en el crecimiento económico del país. Aunque los precios crecieron y se estabilizaron entre 2016 y 2021, si los precios internacionales de los *commodities* cayeran, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, a causa de condiciones climáticas adversas puede verse afectada la producción de dichos bienes del sector agrícola, que representan una porción significativa de los ingresos argentinos procedentes de exportaciones.

Tales circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de ingresos para el estado, en las divisas


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

disponibles y en la capacidad del estado para cumplir con el servicio de su deuda soberana, y podría generar presiones recesivas o inflacionarias, según cuál sea la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados impactaría de manera adversa en el crecimiento económico de la Argentina y, por lo tanto, en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Las medidas adoptadas por el gobierno para reducir la inflación y el déficit fiscal podrían afectar los negocios de la Emisora.

En línea con los compromisos asumidos por la Argentina frente al FMI en el acuerdo firmado con dicho organismo en 2018, el gobierno anterior de Mauricio Macri tomó medidas para balancear el presupuesto nacional a través de una serie de medidas fiscales tales como la eliminación de los subsidios a los servicios públicos existentes, incluidos los aplicables a los servicios de electricidad y gas. El déficit fiscal primario en diciembre de 2016 fue de 4,6%, comparado con 5,4% de diciembre 2015, mientras que el déficit de diciembre de 2017 fue del 3,9%, comparado con 2,4% de diciembre de 2018. El objetivo final del gobierno de Macri era equilibrar el presupuesto primario para 2019 con un déficit fiscal primario de 0% del PBI. Al finalizar el gobierno de Macri se estimaba un déficit primario menor a 1% del PBI.

Asimismo, el gobierno de Macri adoptó diversas medidas para bajar la inflación, tales como fijar metas anuales. Las metas de inflación fijadas por el gobierno nacional junto con el BCRA eran de 12% a 17% para 2017, 8% a 12% para 2018 y de 3,5% a 6,5% para 2019. El 28 de diciembre de 2018 estas metas fueron modificadas a la vez que se tomó la decisión de reducir la tasa de referencia de política monetaria. Las nuevas metas generaron desconfianza en el mercado, por lo que la inflación se aceleró y el tipo de cambio también se vio afectado. Con el objetivo de contrarrestar la alta inflación, el gobierno de Macri aumentó la tasa de interés, lo cual incrementó significativamente el costo de financiamiento a través del mercado local. A pesar de estas medidas, el gobierno de Macri no logró controlar la inflación, la cual alcanzó el 53,8% para 2019.

El Gobierno de Fernández implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de los bienes y servicios esenciales, incluso congelando los precios de los productos de los supermercados mediante acuerdos de apoyo de precios con compañías del sector privado en varias industrias y mercados. Sin embargo, los ajustes del Gobierno Argentino a las tarifas de electricidad y gas, así como el aumento en el precio de los combustibles, afectan a los precios, creando una presión inflacionaria adicional.

Las medidas que el gobierno y el BCRA pudieran tomar para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación actuales o futuras, podrían afectar negativamente la actividad de la Emisora, afectando inevitablemente su capacidad de pago bajo las Obligaciones Negociables.

La economía argentina podría resultar afectada de manera adversa por sucesos económicos en otros mercados globales.

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los mayores socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría acarrear un impacto adverso sustancial en la balanza comercial de Argentina y afectar en forma adversa el crecimiento económico del país. La menor demanda de exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso sustancial en el crecimiento económico de la Argentina. Por ejemplo, las devaluaciones de magnitud considerable en las monedas de Brasil y China y la desaceleración de sus respectivas economías podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Los mercados financieros y de valores en la Argentina se vieron influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados del mundo. Eso fue lo que ocurrió en 2008, cuando la crisis económica global llevó a un repentino deterioro de la Argentina en 2009, que fue acompañado por presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una caída de la confianza de consumidores e inversores. Si bien las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción que tienen los inversores acerca de los hechos ocurridos en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capitales hacia otros países. Las reacciones de los inversores internacionales a los hechos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto “contagio” donde toda


una región o clase de inversión resulta desfavorecida por los inversores internacionales. La Argentina podría verse afectada de manera adversa por sucesos económicos o financieros negativos en otros países, lo cual a su vez puede causar un efecto adverso en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. Los menores ingresos de capitales y la caída en los precios de los títulos valores afectan negativamente a la economía real de un país por vía de tasas de interés más altas o volatilidad monetaria. Además, la Argentina también puede resultar afectada por sucesos que ocurren en otros países que tienen incidencia en los ciclos económicos mundiales.

La economía internacional muestra señales contradictorias de crecimiento global, lo cual lleva a una incertidumbre financiera considerable. Por otra parte, la posibilidad de la Argentina y de las compañías locales de poder recurrir a los mercados de deuda para financiarse, depende en gran medida de la estructura de tasas de interés en Estados Unidos y de la política monetaria implementada por la Reserva Federal de Estados Unidos. Durante el año 2018, la curva de tasas de interés en Estados Unidos se desplazó hacia arriba, generando una devaluación generalizada en los mercados emergentes, siendo la Lira de Turquía y el Peso las monedas más afectadas en la relación de cambio con el Dólar. Sin embargo, en julio de 2019, la Reserva Federal de los Estados Unidos redujo las tasas por primera vez desde 2008, indicando una expectativa de menor crecimiento en el futuro, manteniéndose bajas las tasas a largo plazo durante 2020 y 2021. Sin embargo, con el fin de amortiguar el rápido aumento de la inflación, el 16 de marzo de 2022 la Reserva Federal de los Estados Unidos aprobó la suba de la tasa de interés en 0,25 puntos, iniciando un ciclo agresivo de subas de tasa de interés y consolidando una postura contractiva por primera vez desde finales de 2015, llevándola a 2,75% para el 28 de julio de 2022. De esta manera, durante los años 2022 y 2023, la Reserva Federal aumentó las tasas de interés en sucesivas ocasiones, siendo anunciado el último aumento el 22 de marzo de 2023, por lo cual actualmente las tasas en los Estados Unidos quedaron en un rango de entre 4,75% a 5%. Cualquier eventual aumento adicional de la tasa de referencia americana y en general de los estados pertenecientes a las economías desarrolladas, podría aumentar el riesgo país, dilatando el costo de endeudamiento para la Argentina y para las compañías locales. Además, se desconoce el impacto que puede llegar a tener la aceleración de la reducción de la liquidez en la economía global, ni qué efecto se produciría en el sistema financiero global si algún país o alguna de las entidades financieras globales más importantes del mundo cayera en estado de insolvencia, ni los efectos que tal situación podría producir sobre el resto del sistema. No puede garantizarse que estas situaciones de carácter mundial, o similares o asimilables, puedan volver a tener lugar, con los consecuentes posibles efectos significativos de largo plazo en América Latina y en Argentina, principalmente en la falta de acceso al crédito internacional, menores demandas de los productos que Argentina exporta al mundo, y reducciones significativas de la inversión directa externa.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de este país de la Unión Europea (“Brexit”). Dicha salida se efectivizó el 1 de febrero de 2020. El año 2021 ha sido transicional, no obstante, la inflación del Reino Unido ha llegado a 5,1% en noviembre de ese mismo año. Los efectos del Brexit son aún inciertos, pero se prevé que a raíz de esto sea posible observar, entre otras cosas, volatilidad en los mercados financieros. Además, el Brexit podría causar inestabilidad política, legal y económica tanto en la Unión Europea como en el Reino Unido y, consecuentemente, producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dichas potencias.

El 4 de noviembre de 2020, Joseph R. Biden Jr. fue elegido presidente de los Estados Unidos junto con Kamala Harris como vicepresidenta, quienes asumieron sus mandatos el 20 de enero de 2021. La expectativa por parte de la prensa y los mercados era que una presidencia de Biden no implicaría cambios radicales en la economía del país, ya que no cuenta con las mayorías necesarias en el senado para implementar reformas sustanciales. Sin embargo, los altos índices de inflación, los altos precios de la gasolina, las nuevas variantes del coronavirus, la división interna del Partido Demócrata y la polarización política en Estados Unidos, generan incertidumbre en cuanto al curso de la economía americana.

El 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguro de Depósitos de los Estados Unidos (“FDIC”, por sus siglas en inglés) tomó el control de Silicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Días antes del cierre del banco, sus autoridades habían anunciado que necesitaban recaudar U\$S2.250 millones para cubrir pérdidas, lo que llevó a que sus clientes retiraran depósitos por un monto de U\$S 42.000 millones. A fin de evitar que la crisis de confianza en el sistema


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


bancario se extendiera, la Reserva Federal anunció que garantizará todos los depósitos de los clientes del banco. Sin embargo, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras entidades financieras, como Signature Bank, que también fue intervenido por la FDIC, y First Republic Bank, que el 16 de marzo de 2023 fue rescatado por los grandes bancos estadounidenses que depositaron U\$S30.000 millones, luego que los clientes de ambos bancos retiraran importantes sumas de sus depósitos. Esta situación no solo afectó a los bancos estadounidenses, sino que también se extendió a Europa. El 19 de marzo de 2023, UBS Group AG acordó comprar a Credit Suisse Group AG por U\$S 3250 millones, en un acuerdo con las autoridades suizas para rescatarlo, luego que las acciones de Credit Suisse cayeran un 30% en un día. A la fecha del presente Prospecto, no se puede prever si los efectos de la crisis bancaria se extenderán a otras entidades y países, ni las consecuencias que pudiera tener en la economía global.

El comercio exterior argentino es altamente dependiente de la economía brasileña; por lo tanto, un continuo deterioro de la economía de Brasil y de sus relaciones con Argentina podría conducir al deterioro de la balanza comercial de Argentina. Otras crisis políticas y económicas brasileñas que pudieran ocurrir podrían afectar negativamente a la economía argentina. Sin perjuicio de lo antedicho, la economía brasileña creció un 1,1% tanto en 2017 como en 2018, un 0,9% en 2019, cayó un 4,1% en 2020, se recuperó en 2021 con un crecimiento del 4,6% y se mantuvo con un crecimiento del 2,9% para el 2022.

En marzo de 2020, luego del fracaso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y Rusia para alcanzar un acuerdo para estabilizar el mercado petrolero, Arabia Saudita decidió aumentar su producción de petróleo, inundando el mercado y lanzando una guerra de precios. Esta decisión, en un momento en que la demanda mundial de petróleo se encontraba cayendo debido al impacto del coronavirus en el comercio mundial y la economía, provocó una disminución del precio del 30% del petróleo, que representa la disminución más significativa desde 1991. Esta caída en los precios internacionales del petróleo y sus derivados se agrega al entorno económico ya frágil en Argentina. El 9 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, se acordó aumentar la producción. Con fecha 24 de febrero de 2022, se anunció una suba por encima de los 100 dólares por barril de los precios del petróleo, luego de que el presidente de Rusia, Vladimir Putin, anunciara una operación militar en la región del Donbás, en el este de Ucrania. Dicha invasión ha afectado y podría continuar afectando distintas economías mundiales, por ser Rusia una de las grandes productoras de petróleo y gas a nivel mundial. La fuerte alza en el precio del petróleo se explica también por las sanciones económicas que Estados Unidos, Reino Unido y otros países de la Unión Europea le han impuesto a Rusia en los últimos meses - tales como la exclusión a determinados bancos rusos del sistema financiero SWIFT, restricciones del espacio aéreo, restricciones a la exportación de bienes y tecnología para la refinación de petróleo, entre otras - lo que eventualmente podría afectar el suministro del petróleo proveniente de este país, generar inflación y turbulencias en los mercados. Asimismo, si bien hasta la fecha del presente Prospecto el conflicto tiene carácter regional, la eventual invasión de otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (“OTAN”) podría resultar en un conflicto transnacional, lo cual podría afectar significativamente la economía argentina y por ende, los resultados de las operaciones de la Emisora. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio.

La concreción de alguno o todos estos riesgos, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material negativo en la economía argentina, en el interés de los inversores en empresas argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Emisora, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La Emisora no puede asegurar que el sistema financiero en la Argentina no se verá afectado adversamente por hechos que suceden en las economías de los países desarrollados o por hechos que suceden en otros mercados emergentes. Una contracción de la actividad económica en Argentina podría afectar adversamente las actividades, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

El sistema bancario argentino podría encontrarse sujeto a inestabilidad lo cual podría afectar nuestras operaciones.

El sistema bancario argentino ha experimentado severas crisis en el pasado. Entre ellas, el sistema bancario colapsó durante el 2001 y 2002, cuando el gobierno argentino restringió los retiros bancarios y la convertibilidad de los depósitos en Dólares Estadounidenses a Pesos. De 2005 a 2007 la Argentina experimentó un período de crecimiento económico junto con relativa estabilidad en el tipo de cambio y la inflación, lo que resultó en la restauración de la confianza pública, una acumulación gradual de los depósitos en entidades financieras locales y una mejora en la liquidez del sistema financiero. Sin embargo, desde 2008 ciertos eventos tales como conflictos internos con ciertos sectores de la economía argentina, la crisis financiera internacional y el aumento de los controles en el mercado de cambios habrían hecho disminuir la confianza de los depositantes. En años recientes, el sistema financiero argentino creció significativamente con un marcado aumento en los préstamos y depósitos privados, mostrando una recuperación de la actividad crediticia. A pesar del hecho de que los depósitos en el sistema financiero continúan creciendo, mayormente son depósitos a corto plazo y las fuentes de financiamiento a mediano y largo plazo para las entidades financieras actualmente son limitadas. En 2019, los depósitos en Pesos subieron el 19,39% año tras año, desde \$2.666.036 en 2018 a 3.182.988. En contraste, los préstamos para el sector privado denominados en Pesos aumentaron a un nivel más bajo en comparación a anteriores años. Mientras tanto, los préstamos denominados en moneda extranjera (compuestos mayormente por préstamos a compañías) disminuyeron en un 31% hacia finales de 2019. Asimismo, tras las elecciones presidenciales primarias que tuvieron lugar en agosto de 2019, la fortaleza del sistema financiero fue puesta a prueba, habiéndose verificado un brusco descenso de los depósitos en dólares de más del 30% del total en los meses siguientes.

Las entidades financieras se encuentran particularmente sujetas a las regulaciones emitidas por numerosas autoridades de controlar, de las cuales todas podrían, entre otros, establecer limitaciones o comisiones e imponer sanciones a dichas entidades financieras. La falta de un marco regulatorio estable podría imponer significativas limitaciones sobre las actividades de las entidades financieras y podría introducir incertidumbre con respecto a la estabilidad del sistema financiero.


A pesar de la actual fuerte liquidez prevaleciente en el sistema financiero argentino, una nueva crisis o la inestabilidad consecuente de una o más entidades financieras de envergadura, privadas o públicas, podrían tener un efecto material adverso en las perspectivas de crecimiento económico y la estabilidad política de la Argentina, resultando en una pérdida de la confianza de los consumidores, menores ingresos disponibles y menos alternativas de financiamiento para los consumidores.

Los controles de cambio y las restricciones a las transferencias al exterior y los flujos de capitales han limitado, y podrían continuar limitando en el futuro, la disponibilidad del crédito internacional. Para mayor información, véase “*Información Adicional - Controles de Cambio*” de este Prospecto.

Modificaciones a la normativa de la CNV podrían tener un efecto adverso en nuestro negocio.

La Emisora se encuentra sujeta al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que esta pueda ejercer. En este sentido, previamente a la sanción de la Ley N°27.440 (la “Ley de Financiamiento Productivo”), la Ley N°26.831 en su artículo 20 otorgaba a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por los órganos de administración de las emisoras y hasta (ii) separar a los órganos de administración de las emisoras por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días hasta regularizar las deficiencias encontradas.

Dichas facultades podían ser ejercidas por la CNV cuando, como resultado de realizar investigaciones e inspecciones en las emisoras, en los relevamientos efectuados, fueren vulnerados los intereses de los accionistas minoritarios y/o tenedores de títulos valores sujetos a oferta pública. Asimismo, el Decreto N°1023/2013 estableció que los relevamientos podrán ser efectuados de oficio por la CNV o a solicitud de accionistas o tenedores de valores negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del valor negociable en cuestión, tales como las Obligaciones Negociables. Estos últimos también


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

deberían demostrar que existía un daño actual y cierto o que se encontraban ante un riesgo futuro grave que podía dañar sus derechos.

Sin perjuicio de que dichas regulaciones han sido modificadas por la Ley de Financiamiento Productivo, eliminando los puntos (i) y (ii) del artículo descriptos en el párrafo anterior, la Emisora no puede asegurar que en el futuro, como resultado de una modificación normativa y regulatoria, la CNV no tenga facultades para, actuando de oficio o mediante denuncia, designar un veedor en la Emisora o separar a sus órganos de administración, o aumentar el grado de intervención en los actores del mercado. Dichas medidas podrían afectar la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria es difícil de determinar.

El 1° de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria N°27.401 (la "Ley de Responsabilidad Penal Empresaria"), aprobada por el Congreso Nacional el 8 de noviembre de 2017, la cual establece la responsabilidad penal de personas jurídicas por delitos penales contra la administración pública y cohecho transnacional cometidos por, entre otros, sus accionistas, apoderados, directores, gerentes, empleados representantes. Las empresas que sean consideradas responsables quedarán sujetas a diversas sanciones, incluyendo, entre otras, multas de dos a cinco veces el beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener y la suspensión parcial o total de sus actividades por hasta un plazo de 10 años. A su vez, la normativa extiende la responsabilidad penal en virtud del Código Penal de la Nación a los casos de cohecho cometidos fuera de la Argentina por ciudadanos argentinos o empresas domiciliadas en el país. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no puede estimar el impacto que tendrá la implementación de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria en la reputación, situación financiera y patrimonial, negocios y operaciones de las sociedades que desarrollan sus actividades en Argentina.

Riesgos relacionados con investigaciones penales

Con fecha 17 de septiembre de 2018, en el contexto de la investigación impulsada por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N°11 ("Juez de Primera Instancia"), Secretaría N°21, bajo el Expediente N°9608/2018, actualmente caratulada "Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita" (el "Proceso Penal"), el Juez de Primera Instancia procesó en forma personal al Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr., quien se desempeñó como presidente de la Emisora hasta el 31 de agosto de 2018 (fecha en la que el órgano de administración aceptó la renuncia a su cargo) y quien continúa siendo accionista de la Emisora. En dicha causa, se investiga el presunto accionar de ciertos empresarios y exfuncionarios públicos, incluyendo a la ex presidente y actual vicepresidente de la República Argentina, la Sra. Cristina Elisabet Fernández de Kirchner, quienes se alega habrían sido parte de una asociación ilícita en virtud de la cual empresarios realizaban pagos ilegales a ciertos funcionarios públicos para obtener favores para su propio beneficio y para el beneficio de sus negocios.

Con fecha 20 de diciembre de 2018, el tribunal de apelaciones (la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I), confirmó el procesamiento de ciertos empresarios (incluyendo el del Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr.) y exfuncionarios públicos procesados en el marco del Proceso Penal, aunque modificó la situación procesal de algunos de ellos, incluyendo la situación procesal del Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr. En tal sentido, la Cámara dejó sin efecto la imputación original atribuida al Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr. por los delitos de asociación ilícita y dádivas, reemplazando dicha imputación por la imputación del delito de cohecho. Asimismo, la Cámara instó al Juez de Primera Instancia a profundizar la investigación con respecto a tres de los procesados, incluyendo al Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr., a fin de determinar si los supuestos pagos realizados habrían sido efectivamente pagos ilegales a cambio de un beneficio o bien aportes de campaña, tal como refirieron los imputados, a fin de evaluar una eventual recategorización del tipo penal aplicable. El 20 de septiembre 2019, el Juez de Primera Instancia emitió una resolución de elevación a juicio de varias personas, entre ellos del Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr. por el delito de cohecho pese a que el Agente Fiscal había solicitado continuar con la investigación respecto a Uribebarrea conforme lo ordenado por la Cámara Federal. Posteriormente, el 25 de noviembre de 2019, el tribunal de apelaciones (la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I), anuló la elevación a juicio respecto al Sr. Manuel Santos Uribebarrea Jr., por cuanto no se había profundizado la investigación y en consecuencia no hubo un requerimiento formal

del fiscal para elevarlo a juicio. Seguidamente, en agosto de 2021 ante la situación procesal y la prueba producida, se interpuso incidente de incompetencia respecto al del Sr. Manuel Santos Uribelarrea, a fin de que sea la Justicia Electoral la que continúe la investigación atento la inexistencia de delito, incidente que fue resuelto el 23 de diciembre de 2021 por el Juez Federal a cargo decretando la incompetencia de la justicia criminal y correccional para entender en el hecho y ordenando su remisión a la justicia federal electoral a fin de que continúe la investigación.

Remitido el expediente al Juzgado Nacional Criminal y Correccional Federal N° 1. Secretaría electoral, el Juzgado resolvió con fecha 2 de diciembre de 2022, sobreseer al Sr. Manuel Santos Uribelarrea, pronunciamiento firme a la fecha.

Por otro lado, con fecha 21 de febrero de 2019, el Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. fue citado a prestar declaración indagatoria en el marco de la causa impulsada por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional N°11, bajo el Expediente N°13816/2018, actualmente caratulada "Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita", en la cual se investiga una alegada cartelización de la obra pública en Argentina y la alegada realización de pagos ilegales a funcionarios públicos para manipular licitaciones de obras públicas.

Con fecha 29 de abril de 2022, el Juez Federal actuante resolvió decretar el sobreseimiento de Manuel Santos Uribelarrea Jr., resolución que se encuentra firme al día de la fecha. Como consecuencia de ello, ha resultado definitivamente desvinculado de aquellas actuaciones.

Estos procesos penales involucraron al Sr. Manuel Santos Uribelarrea Jr. en forma personal, y en el contexto de dichos procesos penales no se ha formulado ninguna imputación a la Emisora. Tampoco se ha notificado a la Emisora, ni la Emisora ha tomado de otra manera conocimiento, de que se investiga la actuación de ningún otro accionista, ni de ningún director, administrador, miembro o representante de la Emisora.

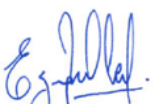
A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir durante cuánto tiempo podrían continuar los procesos penales mencionados o qué tan significativos podrían ser sus efectos adversos sobre el negocio o la reputación de la Emisora.

La imposibilidad de resolver adecuadamente los riesgos presentes y aquellos percibidos relacionados con el deterioro institucional y la corrupción, podrían afectar la economía de Argentina y su condición financiera

La falta de un marco institucional transparente y sólido para contrataciones con el gobierno argentino y sus reparticiones y las denuncias por corrupción han afectado y continúan afectando a la Argentina. Argentina se encuentra en la posición N°96 de 180 en el índice de Transparencia Internacional y Percepción de la Corrupción 2021 y en el N°126 de 190 en el reporte del Banco Mundial sobre Hacer Negocios 2020.

A la fecha del presente Prospecto, existen numerosas investigaciones judiciales abiertas relativas a denuncias sobre lavado de dinero y corrupción por parte de la Procuración General de la Nación, lo que ha impactado negativamente sobre la economía argentina y el ámbito político. Dependiendo del plazo requerido para finalizar dichas investigaciones y sus resultados, las compañías involucradas en dichas investigaciones podrían encontrarse sujetas a, entre otras consecuencias, disminución en sus calificaciones crediticias y acciones interpuestas por sus inversionistas, y podrían aún más, experimentar restricciones relativas al acceso a financiación a través del mercado de capitales, juntamente con una disminución de sus ganancias. Adicionalmente, y conforme las denuncias penales contra directores, administradores y accionistas de dichas compañías se desarrollen, dichas compañías podrían verse limitadas al giro de pagos, multas, suspensión de la actividad comercial en forma total o parcial, suspensión de su participación en licitaciones públicas o licitaciones para el desarrollo de obras pública, disolución y reorganización societaria del tipo societario bajo ciertas circunstancias, y pérdida o suspensión de beneficios gubernamentales, entre otros. Estos efectos adversos podrían restringir la capacidad de dichas compañías de administrar y manejar sus actividades operativas y dar cumplimiento a sus obligaciones financieras. Como consecuencia de lo antedicho, la cantidad de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría ser reducido y, por ende, tener un efecto adverso sobre nuestras actividades comerciales y los resultados de nuestras operaciones.

El reconocimiento relativo a que la imposibilidad de resolver estos problemas podría aumentar la inestabilidad política,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su habilidad para atraer inversiones extranjeras, generó el anuncio de numerosas medidas por parte del gobierno argentino con el objetivo de fortalecer las instituciones argentinas y la reducción de la corrupción. Dichas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambios de la cooperación con el gobierno en materia de investigaciones de corrupción, aumento en el acceso a información pública y el conocimiento de los bienes y/o activos por parte de funcionarios corruptos, incrementando los poderes de la Oficina Anti-Corrupción a través del tratamiento de proyectos para una nueva ley de ética, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, así como también estará sujeta a la revisión independiente por parte del Poder Judicial, así como también por parte del apoyo legislativo de partidos opositores.

Como parte de estas iniciativas, el gobierno argentino emitió la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria. De conformidad con la misma, una empresa podría ser responsabilizada si cualquiera de sus empleados, directores, oficiales, socios, agentes u otras personas humanas hubieran cometido o cometieran delitos de corrupción o relacionados con casos de corrupción (tales como coimas entregadas a funcionarios públicos, entre otras), en forma directa o indirectamente, con la participación, en representación o en beneficio de dicha empresa. Si cualquiera de sus empleados, directores, oficiales, socios, agentes u otras personas humanas hubieran cometido o cometieran cualquiera de dichos delitos relacionados con casos de corrupción que resulten en beneficios para nosotros o cualquiera de sus accionistas, nosotros o dicho accionista, según corresponda, podría ser responsable bajo la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria por la comisión de dicho delito y encontrarse por ende sujeto a numerosas sanciones y el decomiso de bienes obtenidos como resultado de la conducta ilegal.

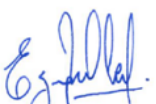
Sin embargo, no podemos asegurar que la implementación de dichas medidas o cualesquiera otras nuevas medidas tomadas por el gobierno argentino serán exitosas a los fines de repeler el deterioro institucional y la prevención de la corrupción, o el efecto que las investigaciones penales podrían tener sobre la economía argentina.

Riesgos relacionados con el sector energético argentino

El Estado Nacional ha intervenido en el mercado eléctrico en el pasado, y es esperable que continúe interviniendo en el futuro.

Históricamente, la industria eléctrica en Argentina ha sido significativamente controlada por el Estado Nacional a través de compañías con participación estatal y/o sociedades del Estado que se desarrollaban en la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992, comenzando con las privatizaciones de diversas compañías del sector público, el Estado argentino ha reducido su control sobre la industria. Si bien, con la Ley N°24.065 se llevó a cabo una desintegración vertical y horizontal de la industria, estableciendo un régimen de competencia para la generación y caracterizando a las actividades de distribución y transporte como de servicio público, la industria eléctrica continúa sujeta a regulaciones e intervención estatal intensa.

La Ley N°25.561 (la "Ley de Emergencia Pública") y otras regulaciones emitidas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 introdujeron cambios materiales al marco regulatorio aplicable al sector energético, lo cual afectó severamente la generación de electricidad, la distribución y transmisión por parte de las respectivas concesionarias y compañías del primer sector mencionado, incluyendo, entre otros, el congelamiento de los márgenes de distribución (Valor Agregado de Distribución), la revocación de los ajustes y mecanismos de actualización de las tarifas por inflación y ajustes en función de índices de precios mayoristas, una limitación a la capacidad de distribución de energía eléctrica de las compañías cuyos costos fueron trasladados al consumidor debido a cambios regulatorios y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, todo lo cual ha tenido un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica, empresas de transporte y distribución, y ha causado diferencias sustanciales en el precio de mercado y el pagado por los usuarios residenciales. El gobierno de Fernández de Kirchner continuó interviniendo en la industria eléctrica, a través de, por ejemplo, el otorgamiento de ciertos aumentos temporales en los márgenes, proponiendo un nuevo régimen de tarifas para los residentes de las áreas más afectadas por la pobreza, aumentando la remuneración de los generadores de capacidad, operación y mantenimiento de servicios, creando cambios específicos a los fines de recaudar fondos para ser transferidos a fondos fiduciarios administrados por el gobierno para financiar inversiones en la generación e infraestructura para distribución, e inversiones obligatorias para la construcción de centrales con nueva capacidad de generación y la expansión de las


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

redes de transmisión y distribución de las existentes.

Por ejemplo, en marzo de 2013, de conformidad con la Resolución N°95/2013, emitida por la Secretaría de Energía, el gobierno de Fernández de Kirchner suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos con el MEM, y ordenó que cualquier demanda insatisfecha por parte de los generadores argentinos fuese suministrada directamente por CAMMESA. Como resultado de dicha medida, los generadores argentinos debían suministrar capacidad y energía a CAMMESA a precios determinados por la Secretaría de Energía.

Posteriormente, el 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema público eléctrico, el cual se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Estado Nacional tomar medidas diseñadas con el objetivo de garantizar el suministro de electricidad en Argentina, tales como la instrucción al entonces Ministerio de Energía y Minería de elaborar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía por parte de las entidades públicas. Adicionalmente, el Estado Nacional y ciertos gobiernos provinciales aprobaron ajustes de precios significativos y aumentos en las tarifas y precios aplicables a ciertas compañías de generación, distribución y transmisión.

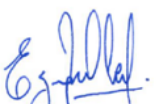
La nueva administración Fernández, mediante la Ley 27.541 dictada en diciembre de 2019, ha dispuesto una suspensión de todo aumento tarifario por un plazo inicial de ciento ochenta (180) días, luego prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. Luego, el ENRE resolvió aprobar a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021 un aumento del 9% en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente.

Con respecto a las distribuidoras de energía, el 17 de abril de 2019, la administración Macri anunció que las tarifas aplicadas a dichas compañías no se iban a incrementar durante el resto del 2019. La administración de Fernández, por medio de la Ley 27.541 dictada en diciembre de 2019, suspendió todo incremento en las tarifas por un plazo inicial de 180 días, prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. Recien actualizado el 30 de abril del 2021 el 24 de febrero 2022 y primero de agosto de 2022.

El Estado Nacional también estableció un procedimiento de licitaciones públicas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de recursos térmicos y renovables. Estas medidas no solo fueron dirigidas a satisfacerla demanda de energía doméstica, sino también para promover las inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, que, tal como se expresó precedentemente, enfrentó dificultades desde 2001.

Más recientemente, el Estado Nacional, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N°311/2020 estableció que las empresas prestadoras de servicios de energía eléctrica (entre otras), no podrán cortar el suministro, en los casos de falta de pago o mora de hasta tres facturaciones (vencidas desde el 1° de marzo de 2020) consecutivas o alternadas, a ciertos usuarios de ingresos bajos y medios. La vigencia de esta regulación subsistió hasta el 31 de diciembre de 2020. En este sentido, el público inversor debe tener en cuenta que la Emisora percibe ingresos de CAMMESA y de otros Grandes Usuarios (no incluidos en este DNU 311/2020) por lo que esta medida no debería tener impacto en sus estados financieros. Al respecto, por favor ver “Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.” en la presente sección de “Factores de Riesgo”.

Posteriormente, en el marco de la Ley de Solidaridad, por Decreto N°1020/2020 del 16 de diciembre de 2020, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2021 la intervención al ENRE y ENARGAS y se inició, por un plazomáximo de 2 (dos) años, un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal. En igual sentido, el 21 de marzo de 2023 a través de la Resolución 307/2023 del ENRE se dispuso la intervención de control y fiscalización de EDESUR por el plazo de 180 días a partir de la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple en forma recurrente y sistemática con los parámetros de calidad media y, ante eventos de magnitud, los procedimientos operativos de atención de reclamos y reposición de suministros fracasan reiteradamente, denotando déficits de recursos, de planificación operativa y de inversiones.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Asimismo, se prorrogó la suspensión de aumentos de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en la Ley N°27.541 hasta el 23 de marzo de 2021. En relación con las tarifas de energía eléctrica, es válido destacar que el ENRE, a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021 -complementadas por las Resoluciones 520/2021 y 519/2021-, aprobó un aumento del 9% para las tarifas abonadas por los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Los nuevos cuadros tarifarios que entrarán en vigor a partir del 1 de marzo de 2022 contemplan un aumento del 4% de la tarifa para los usuarios de EDENOR y EDESUR y del 41% promedio para las transportistas.; un aumento estimado del 15% a PyMEs y comercios.


Así, en el mes de junio, se publicaron una serie de medidas dictadas por el Poder Ejecutivo Nacional y la Secretaría de Energía de la Nación que son relevantes para el sector energético, incluyendo energía eléctrica, gas natural, combustibles y biocombustibles. Entre ellas, se dictó el Decreto N°332/2022, en virtud del cual aprobó el Régimen de Segmentación de Subsidios aplicable al consumo residencial de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica por red.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas por el gobierno argentino, no podemos garantizar que los cambios esperados respecto el sector energético sucederán en los términos esperados, dentro de los tiempos anticipados o, que efectivamente sucederán. Es posible que ciertas medidas que puedan ser adoptadas por el Estado Nacional tengan un efecto materialmente adverso sobre nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones, o que el gobierno argentino pueda adoptar regulaciones de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública, la Ley 27.541 u otras resoluciones similares en el futuro que podrían tener un impacto directo sobre el marco regulatorio de la industria de energía eléctrica e indirectamente afectar adversamente la industria de generación de energía eléctrica, y consecuentemente, nuestros negocios, nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las distribuidoras, generadoras y transportadoras de electricidad se han visto afectadas sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002, muchas de las cuales continúan vigentes.

Desde a la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de la Argentina se ha caracterizado por regulaciones y políticas gubernamentales que generaron distorsiones significativas en el mercado, en particular con respecto a los precios y tarifas a lo largo de toda la cadena de valor del sector (generación, transmisión y distribución). Históricamente, los precios y tarifas de la electricidad en Argentina se calculaban en Dólares Estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de inflación en Dólares Estadounidenses y en relación con los costos y la competitividad. En enero de 2002, de conformidad con la Ley de Emergencia Pública, que autorizó al estado a renegociar sus contratos de servicios públicos, quedaron derogadas las disposiciones que habilitaban a realizar ajustes de tarifas en función de los índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos indexatorios establecidos en los contratos de concesión de servicios públicos celebrados entre el estado argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios. Asimismo, las tarifas correspondientes a la prestación de dichos servicios quedaron congelados y convertidos de sus valores originales en Dólares Estadounidenses a Pesos a razón de \$ 1,00 por US\$ 1,00. El Precio Spot, por su parte, fue congelado y luego fijado a través de sucesivas resoluciones. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, ver la sección "La Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación". Dichas medidas, sumadas al contexto de una inflación elevada y la devaluación del Peso en los últimos años, llevaron a una caída significativa de los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, condujo a que muchas empresas de servicios públicos suspendieran 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 sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar inversiones adicionales.

Luego de declarar el estado de emergencia con relación al sistema eléctrico nacional, el Estado Nacional incrementó las tarifas de energía eléctrica en el MEM bajo Energía Base. Las medias cautelares que suspendían


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

dichos incrementos fueron interpuestas por consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales, y recientes resoluciones suspendieron los incrementos en todo el territorio de la República Argentina. En diciembre de 2019, se dictó la Ley 27.541, que suspende todo aumento tarifario por un plazo inicial de 180 días, prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. Posteriormente, el ENRE aprobó a través distintos aumentos mediante las Resoluciones Nros. 106/2021, 107/2021 y la Resolución 105/2022, Resolución N°605/2022. En el pasado, el congelamiento de tarifas ha generado distorsiones en el sistema eléctrico, afectando en particular a las compañías distribuidoras, muchas de las cuales se vieron forzadas a suspender pagos a CAMMESA para cubrir sus necesidades operativas.

Por medio de la Resolución N°31/2020 emitida por la Secretaría de Energía el 26 de febrero de 2020, se derogó la estructura de precios de la Resolución 1/2019 para los generadores, auto generadores y cogeneradores del MEM que no dispongan de un PPA, estableciendo un nuevo esquema de remuneración en Pesos, que serán ajustados mensualmente en función de índices de actualización del INDEC (que se supone preservará el valor del precio en el tiempo). Asimismo, mediante nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en pesos argentinos, de la Resolución 31/2020. Por otro lado, el 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°440/2021 que derogó la Resolución N°31/2020 y fijó un nuevo esquema de precios aplicables a los agentes del MEM, con aumentos nominales en torno al 29% en comparación con la resolución derogada, con efectos retroactivos al mes de febrero de 2021. Por último, en abril de 2022, se emitió la Resolución N°238/2022 mediante la cual se modifica la Resolución 440/2021. En este sentido, se actualiza los valores de la remuneración de los generadores, mediante un aumento del 30% retroactivo a febrero de 2022 con un adicional de 10% a partir de junio.

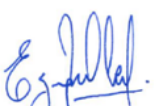
En un contexto de alta inflación, estas medidas podrían tener un impacto adverso sobre la remuneración de aquellos agentes del MEM, que, en consecuencia, podrán ver su capacidad de encontrar financiamiento y reembolsar deudas afectada.

No podemos asegurar que estas medidas se adoptarán o implementarán ni que, si fuera adoptadas, serán suficientes para darle una solución a los desafíos actuales del sistema eléctrico y sus secuelas. Ello podría afectar la actividad de la Emisora, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y la capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

Operamos en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a nuestra actividad comercial, y somos pasibles de sanciones y obligaciones que podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones.

Nos encontramos sujetos a un amplio marco regulatorio y órganos de supervisión federales, provinciales y municipales generalmente aplicables a las empresas que operan en Argentina, incluyendo leyes y reglamentos en materia laboral, de la seguridad social, de salud pública, de protección al consumidor, ambiental, de defensa de la competencia y de control de precios. Argentina está integrada por 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), cada una de las cuales tiene, de conformidad con la Constitución Nacional, facultades para aprobar su propia legislación en materia de impuestos, asuntos ambientales y el uso del espacio público. En cada provincia, los gobiernos municipales también tienen la facultad de regular tales materias. Si bien se considera que la generación de electricidad es una actividad de interés general y por lo tanto se encuentra sujeta a regulaciones federales, siempre que, entre otras cosas, la central suministre energía al SADI, ya que contamos con instalaciones en varias provincias, también estamos sujetos a las leyes provinciales y municipales en áreas diferentes al sector eléctrico. No podemos garantizar que los futuros desarrollos en las provincias y municipios en materia de impuestos (incluyendo impuestos por ventas, impuestos por servicios de seguridad y salud, e impuestos generales), cuestiones ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones no afectarán nuestras operaciones. Es posible que, a fin de cumplir con los reglamentos actuales o futuros, debamos incurrir en gastos significativos y desviar fondos de inversiones planificadas de forma tal que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

Asimismo, cualquier incumplimiento de los términos o las posibles reinterpretaciones de leyes y reglamentos


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

vigentes, así como la aprobación de nuevas leyes o reglamentos, por ejemplo en materia de almacenamiento de combustibles y otros materiales, materiales volátiles, ciberseguridad, emisiones o calidad del aire, transporte y eliminación de desechos peligrosos y sólidos, y otras cuestiones ambientales, pueden hacernos pasibles de pago de multas y otras sanciones, y tener un efecto adverso significativo sobre el resultado de nuestras operaciones.

Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestros negocios, estados contables, resultados de las operaciones y liquidez

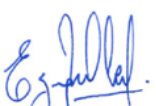
Dependemos de la operación eficiente e ininterrumpida de nuestros sistemas de intercomunicación entre nuestras centrales, por lo cual tenemos conexiones y enlaces que proveen máxima seguridad y minimización de riesgos de interrupciones. Adicionalmente, tenemos enlaces con CAMMESA. Las fallas temporarias o de mayor plazo en nuestros sistemas de intercomunicación entre nuestras centrales, incluyendo los enlaces mencionados, podrían tener un efecto material adverso en nuestras operaciones. En general, los riesgos de seguridad informática han aumentado en los años recientes como resultado de la proliferación de tecnología nueva adicional y más sofisticada y adicionalmente, de ataques cibernéticos. Como parte de nuestro desarrollo e iniciativas, hemos conectado a internet mayores equipos y sistemas. Adicionalmente, confiamos en tecnología digital, incluyendo sistemas de información para procesar información financiera y operacional. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y de nuestro negocio, y el incremento en la accesibilidad permitida a través de la conexión a internet, podríamos enfrentar un mayor riesgo de ataques cibernéticos tales como, accesos ilegales a nuestros sistemas, *phishing*, robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información almacenada y transmitida mediante nuestros sistemas de computadoras y nuestra infraestructura de redes. En el evento de un ataque cibernético, podríamos experimentar una interrupción de nuestras operaciones comerciales, daño material y pérdida de información de nuestros clientes; una pérdida sustancial de ganancias, sufrir costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podría sujetarnos a mayores regulaciones y litigios y dañar nuestra reputación. A pesar de que tenemos la intención de continuar implementando procedimientos de seguridad tecnológica y establecer procedimientos operativos para prevenir las interrupciones resultantes de, y contrarrestar los efectos negativos de ataques cibernéticos, es posible que no todos nuestros sistemas actuales y futuros se encuentren totalmente libres de vulnerabilidad y que estas medidas de seguridad no sean exitosas. Conforme ello, la seguridad cibernética es un riesgo material para nosotros y los ataques cibernéticos podría afectar adversamente a nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestras condiciones financieras.

Los cambios en los marcos regulatorios que regulan la venta de nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

El Estado Nacional declaró un estado de emergencia del sistema eléctrico nacional, que permaneció en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, y dictó nuevas regulaciones, incluyendo algunas modificaciones a los marcos regulatorios aplicables, que, en nuestra opinión, son conducentes al objetivo del gobierno de reducir la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, y reformar el marco regulatorio aplicable al sector.

Luego, por Ley N°27.541, se declaró una nueva emergencia del sistema eléctrico nacional, y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a revisar los marcos tarifarios de los segmentos de transporte y distribución de energía eléctrica; intervenir administrativa los entes reguladores del sector eléctrico y del gas; y suspender todo aumento tarifario por un plazo inicial de 180 días, luego prorrogado hasta el 23 de marzo de 2021. En relación con las tarifas de energía eléctrica, es válido destacar que el ENRE, a comienzos del 2022, a través de las Resoluciones N°106/2021 y 107/2021, aprobó un aumento del 9% para las tarifas abonadas por los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Recientemente, actualizó los cuadros tarifarios mediante las Resoluciones Nros. de la Secretaría de Energía N°171/2022 y 172/2022. Las tarifas tendrán un incremento promedio del 16,53% para aquellos que no perciban tarifa social y de un 7,7% para los que perciban ese beneficio; para los usuarios comerciales, el incremento promedio será del 16% y para las categorías T2 y T3 del 19%. Asimismo, el 1 de agosto de 2022 las Resoluciones 221/2022 y 222/2022 aprobaron los valores de cuadros tarifarios de Edesur y Edenor, respectivamente. Cabe destacar que no cambia el cuadro tarifario para hogares, comercios y grandes usuarios de hasta 300kW.

Posteriormente, el 1 de septiembre de 2022 entró en vigencia el nuevo marco tarifario energético anunciado por el Estado Nacional, lo cual prevé la implementación de un esquema de subsidios para la electricidad, gas y agua, que


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

incluye la segmentación de acuerdo a los ingresos de los usuarios, con una diferenciación de acuerdo a la región del país, y un tope de referencia para incentivar la eficiencia y el ahorro energético. La quita de subsidios a aquellos que se encuentran en Nivel 1 de este marco tarifario, podría contribuir a reducir la magnitud del aporte que el Tesoro Nacional realiza a Cammesa, y, ya que este pasaría a depender en mayor medida de los pagos de los distribuidores, podría verse afectada su capacidad para pagarle a los productores, lo cual podría impactar de forma negativa en los flujos de fondos de la Emisora.

No es posible predecir las modificaciones que el gobierno argentino introducirá en los marcos regulatorios que rigen la venta de nuestra disponibilidad de energía y electricidad, o si dichas modificaciones afectarán negativamente el resultado de nuestras operaciones. Tampoco podemos asegurar que existirá un marco regulatorio que rija la venta de nuestra capacidad de generación y electricidad una vez que expiren los PPAs en virtud de la Resolución SEE 21/2016 y los PPA bajo la Resolución SEE 287/2017.

No es posible asegurar que la modificación de las leyes y reglamentos aplicables, o el dictado de interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentos no afectarán negativamente nuestras operaciones.

Los entes que regulan nuestras actividades y operaciones pueden implementar medidas que afecten nuestra rentabilidad.

Nuestras operaciones se encuentran reguladas por el ENRE y otros entes reguladores nacionales y locales en diferentes áreas, como por ejemplo ambiental, que se encuentran facultados para auditar nuestras instalaciones y operaciones. La violación de la regulación aplicable podría hacernos pasibles de sanciones pecuniarias, la suspensión de nuestras operaciones, la confiscación de los activos utilizados para la perpetración de dichas violaciones, y la suspensión o revocación de las autorizaciones necesarias para la operación de las Centrales.

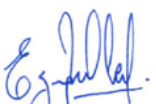
Al respecto, cabe destacar que, por medio del artículo 6 de la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un (1) año. En tal sentido, a través del Decreto N°277/2020 del 17 de marzo de 2020 se dispuso a intervenir el ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020, y designar al Lic. Federico José Basualdo Richards como interventor -quien fue reemplazado desde el 11 de noviembre de 2020 por la Dra. María Soledad Manin mediante el Decreto N°963/2020-. Luego, por imperio del Decreto 1020/2020 y -más reciente- el Decreto N°871/2021, dicha intervención se prorrogó hasta el 31 de diciembre del 2022, o bien, hasta que finalice el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, cualquiera de las dos que ocurra primero.

La imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos respecto de la seguridad y confiabilidad de nuestras Centrales podría requerir que incurramos en gastos adicionales para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos. Las acciones regulatorias de cualquier entidad gubernamental con facultades para regular directa o indirectamente nuestras operaciones, o la imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos podría afectar negativa y significativamente nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, así como nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestro negocio se encuentra sujeto a regulaciones ambientales, salud y seguridad y las mismas podrían afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras operaciones están sujetas a una amplia gama de requisitos ambientales, de salud y seguridad según las reglamentaciones nacionales y locales. Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos afin de cumplir con dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también requieren que obtengamos y mantengamos permisos, licencias y aprobaciones ambientales para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos requeridos para el desarrollo de nuestro negocio. Algunos de estos permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovación periódica.

El incumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a la imposición de multas o sanciones, reclamos por daños ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de las instalaciones. Además, el cumplimiento de las nuevas normas medioambientales, de salud y seguridad también podrían requerir que realicemos importantes inversiones de capital. Cambios futuros en las


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

leyes de salud y seguridad ambiental, o en la interpretación de esas leyes, incluyendo requisitos nuevos o más estrictos relacionados con emisiones de aire, ruido, desechos peligrosos y aguas residuales o impuestos ecológicos podrían suponer un riesgo para la empresa, lo cual generaría mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como resultado de estos cambios y podría limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros fines, lo cual a su vez podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera.

Es posible que no podamos adaptarnos lo suficiente a la promoción global de descarbonización y a la disminución en la generación de energía convencional

Nuestro negocio se centra en la generación de energía convencional, que está asociada en gran medida con la emisión de gases de efecto invernadero. En 2015, los países del G7 acordaron el objetivo de la descarbonización completa de la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor absorción de carbono. De acuerdo con los objetivos establecidos en la Conferencia Mundial del Clima en París, Francia, que tuvo lugar a finales de 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse globalmente en un 40-70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En particular, esto requiere una transición de las fuentes de energía fósiles a las fuentes de energía renovables.

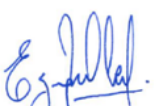
La descarbonización es un aspecto importante de la orientación actual y futura de nuestras actividades comerciales. Por ejemplo, tenemos en cuenta los objetivos de la política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono al generar energía, así como cuando se construyen nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, estas medidas pueden no ser suficientes o las medidas gubernamentales dirigidas a la descarbonización podrían implementarse antes de lo esperado actualmente. En caso de que la descarbonización de la industria de la energía se implemente antes de lo esperado, o si no adaptamos nuestras actividades comerciales a tiempo y en grado suficiente, de acuerdo con estas medidas de política energética, esto podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Nuestras operaciones de generación requieren que manejemos materiales peligrosos tales como combustibles, lo cual podría potencialmente resultar en daños a nuestras Centrales o sobre nuestro personal

Como parte de nuestro negocio, manejamos, almacenamos y administramos en nuestras Centrales, los combustibles que son utilizados en las mismas. Cualquier accidente que involucre combustibles podría tener consecuencias adversas ambientales, causar daños físicos a nuestro personal y podría dañar nuestras instalaciones y nuestra reputación. Cualquiera de dichas consecuencias podría causar daños significativos a nuestras instalaciones, interrumpir la generación de energía en dichas instalaciones por períodos extensos, provocar investigaciones por parte de las autoridades de contralor que podrían derivar en clausuras u otras medidas las cuales, en cada caso, podrían afectar adversamente nuestros negocios, el resultado de nuestras operaciones y nuestras condiciones financieras.

Nuestras Centrales y nuevos proyectos de generación se encuentran y encontrarán sujetos a las limitaciones aplicables a las instalaciones de transmisión y distribución en Argentina.

Dependemos de instalaciones de transmisión y distribución pertenecientes y operadas por terceros para entregar la electricidad generada por nuestras Centrales. En caso de producirse inconvenientes en los servicios de transmisión o distribución, o en caso de que la infraestructura de transmisión o distribución no sea adecuada, nuestra capacidad para vender y entregar energía podría verse afectada negativamente. Como resultado de la existencia de reglamentos restrictivos sobre los precios de los servicios de transmisión y distribución, las empresas que prestan estos servicios no han tenido suficientes incentivos para invertir en la expansión de la infraestructura de transmisión y distribución de energía. En los últimos años, la demanda de electricidad aumentó más que la capacidad de generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que condujo a cortes e interrupciones del servicio eléctrico y consecuentemente, capacidad excedida para los generadores. No podemos predecir si las instalaciones de transmisión y distribución disponibles en Argentina serán expandidas en todo el país o en los mercados en los que operamos o esperamos operar, de forma que permita un acceso competitivo a dichos mercados. Si la demanda de energía continúa aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución pueden no ser suficientes para satisfacer la demanda y causar interrupciones en el servicio. Por ejemplo, el 16 de junio de 2019


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

un malfuncionamiento de ciertas líneas de transmisión del SADI causó un apagón a lo largo de todo el país. Debido a ello, a través de las Resoluciones N°03/2021, 121/2021 y 124/2021 el ENRE sancionó a TRANSENER S.A. en su calidad de transportista por los hechos.

Por otro lado, en determinados momentos del año, puede generarse más electricidad de la que puede transportarse. En este sentido, a fin de asegurar la comercialización de la energía, en aquellos casos en los que no hay capacidad de transporte suficiente, se estableció un esquema de otorgamiento de prioridad de despacho eléctrico en función de la asignación del cupo de gas natural teniendo en cuenta las obligaciones de los volúmenes para cumplir las obligaciones de tomar o pagar ("TOP").

Asimismo, en el presente se encuentran en curso obras de expansión de la infraestructura de transmisión (ajenas y fuera del control de la Emisora), que de ser interrumpidas o interrumpirse su financiamiento, nuestra capacidad para vender y entregar energía podría verse afectada negativamente. Un aumento sostenido de las interrupciones en el sistema eléctrico podría generar escases a futuro e impedirnos distribuir la electricidad que producimos y vendemos, o afectar nuestra capacidad para implementar nuestra estrategia para la expansión de nuestra capacidad de generación, lo cual, a su vez, podría afectar negativamente nuestras operaciones, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Enfrentamos competencia.

El mercado de generación de energía en el que operamos se caracteriza por la presencia de numerosos y capaces participantes, algunos de los cuales poseen una amplia experiencia en actividades de desarrollo y operación (a nivel local e internacional) y recursos económicos significativamente mayores a los nuestros. Para mayor información, véase la sección "*Información del Emisor - Competencia*". Un aumento en la competencia podría causar reducciones en los precios y aumentar los precios para adquirir combustible, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar negativamente nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Competimos con otras compañías de generación por el megavatio de capacidad que se asignan a través de procesos de licitaciones públicas. El 7 de octubre de 2016, el entonces Ministerio de Energía finalizó el proceso de licitación para la Ronda 1 del Programa RenovAR para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y realizaron adjudicaciones por un monto de 1.108,65 MW. El 31 de octubre 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería, de conformidad con la Resolución N°252/2016, lanzó la Ronda 1.5 de Programa RenovAR, como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 adjudicó PPAs por un monto de 1.281,5 MW. Luego, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr y por medio de la Resolución N°473/2017 y la Resolución N°488/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería adjudicó 88 proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables por una potencia total de 2.043 MW. Finalmente, por medio de la Resolución N°100/2018, la Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr - MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CAMMESA con el objetivo de sumar MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución. En esta ronda se adjudicaron contratos de abastecimiento por aproximadamente 260 MW.

Sin embargo, este último proceso apunta a proyectos de pequeña escala que se conectan directamente en las redes de distribución, en baja o media tensión. Debido a la competencia existente entre las empresas generadoras en estos procesos licitatorios, no podemos predecir si seremos adjudicados con nuevos proyectos

Asimismo, tanto nosotros como nuestros competidores nos hallamos conectados a la misma red eléctrica, que posee una capacidad limitada de transporte, lo que nos expone a los riesgos de reducción debido a la congestión de la red. Es posible que dicha red sea utilizada en el futuro por nuevas generadoras o que las generadoras existentes aumenten su producción y despachen mayores niveles de electricidad utilizando la misma red de forma que nos impida entregar nuestra energía. Asimismo, en lo que se refiere al despacho de energía, competimos con empresas generadoras más eficientes, como proyectos de energía renovable y cogeneración, a las que CAMMESA otorgará prioridad al solicitar energía de las generadoras. No podemos garantizar que el Estado Nacional logrará

incentivar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de forma que nos permita tanto a nosotros como a las demás generadoras existentes o nuevas despachar nuestra energía de forma eficiente a la red en caso de un aumento en la producción de energía. Por lo tanto, un aumento de la competencia podría afectar nuestra capacidad para entregar nuestra energía y tener un impacto negativo sobre nuestras actividades, nuestra situación patrimonial y el resultado de nuestras operaciones.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas, como nosotros, a registrar menores ingresos.

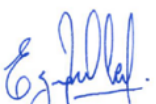
Durante la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina disminuyó como resultado de un declive en los niveles generales de actividad económica y el deterioro en la capacidad de muchos consumidores de abonar sus facturas eléctricas. En los años posteriores a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad aumentó significativamente, aumentando a un promedio estimado de aproximadamente 3.86% por año de 2002 a 2015 (a pesar de una disminución en 2009), debido a su costo reducido como resultado de ciertas subvenciones a la energía, la congelación de las tarifas y la eliminación de las disposiciones de ajuste de la inflación en concesiones de distribución. En marzo de 2016, el Estado Nacional unificó e incrementó los precios de la energía al por mayor para todo el consumo en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para clientes residenciales cuyo consumo de energía eléctrica es al menos un 10% más bajo que su consumo para el mismo mes del año anterior. No obstante, en 2019, el gobierno determinó que no se incrementarían las tarifas aplicadas por empresas de distribución eléctrica. En mayor abundamiento, con posterioridad la administración de Fernández suspendió los aumentos de tarifa durante el 2020 basado en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (conforme fuera modificada por los Decretos N°543/2020 y 1020/2020). Posteriormente, la Resolución N°105/2022 mediante el cual se sustituyeron los Precios de Referencia de la Potencia determinados en la Resolución N°40/2022, Estabilizados de la Energía en el MEM, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros Prestadores del Servicio Público de Distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM. Los aumentos más recientes son los emergentes de las resoluciones 75/2022, 76/2022, 305/2022, 221/2022 y 221/2022.

Cualquier incremento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un aumento de tarifas o mediante un recorte en subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. A su vez, cualquier efecto material adverso en la demanda de energía eléctrica, podría llevar a las compañías de generación de energía eléctrica, como nosotros, a registrar menores ingresos y resultados de operaciones de lo actualmente previsto.

La demanda de energía es estacional, en gran medida, debido a los cambios climáticos, y puede ser afectada por sucesos extraordinarios tales como la pandemia del COVID-19.

La demanda de energía fluctúa según la estación del año, y las condiciones climáticas pueden tener un efecto adverso significativo sobre la demanda de energía. Durante el verano (diciembre a marzo), la demanda de energía puede aumentar significativamente como resultado de las necesidades de refrigeración. Durante el invierno (junio a agosto), la demanda de energía puede fluctuar de acuerdo con las necesidades de iluminación y calefacción. Por lo tanto, los cambios estacionales podrían afectar negativamente la demanda de energía y, por lo tanto, los resultados de nuestras operaciones.

En ese sentido, CAMMESA suspendió momentáneamente el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N°31/20. Asimismo, acorde a la información publicada por CAMMESA respecto del año 2020, en miras de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas por el Decreto N°297/20, la demanda tuvo disminuciones que llegaron al 23% para el mes de mayo, respecto de igual mes del año anterior, en el segmento Industrial. En relación con el mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 2% desde el inicio del aislamiento en el período marzo 2020-febrero 2021 comparada con igual período del año anterior. En febrero de 2022, un informe de CAMMESA en comparación con la demanda diaria de febrero 2021 estableció que a nivel país a niveles medios incrementó un


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

4.7%. No obstante, hubo importantes demoras en la cobranza por parte de CAMMESA a distribuidoras y grandes usuarios. Estas medidas afectan de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos por desastres naturales o hechos humanos involuntarios o voluntarios.

Nuestras instalaciones de generación y la infraestructura de transporte o transmisión de electricidad de terceros de la que dependemos pueden sufrir daños como resultado de desastres naturales o hechos humanos involuntarios o voluntarios, incluyendo descargas atmosféricas, congelamiento de equipos, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas severas, incendios y ataques terroristas. Dichos desastres pueden dañar las turbinas o equipos e instalaciones relacionados del proyecto o las instalaciones de transmisión, o requerir la interrupción de su funcionamiento. Podríamos experimentar serias interrupciones de nuestras actividades, una disminución significativa de nuestros ingresos como resultado de una caída en la demanda por eventos catastróficos, o incurrir en costos adicionales significativos no cubiertos por pólizas contra la interrupción de actividades. Puede pasar un periodo de tiempo significativo entre un accidente, evento catastrófico o ataque terrorista importante y el cobro final de los montos cubiertos por nuestras pólizas de seguro, que generalmente incluyen primas no cubiertas y disponen montos máximos por siniestro. Asimismo, cualquiera de estos eventos podría afectar negativamente la demanda de energía de algunos de nuestros clientes y los consumidores en el mercado afectado en general. Algunos de estos factores, entre otros, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestras actividades, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

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

La industria de la energía está sujeta a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Cabe también mencionar el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el fracking o la digitalización de redes de generación y distribución.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios estructurales en el mercado, del lado de la demanda, a favor de fuentes de energía con bajo o nulo CO₂ o en favor de la generación de energía descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales.

Si nuestra empresa no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, nuestro patrimonio, posición financiera o nuestros resultados, operaciones y negocios, podrían ser afectados negativamente.

Podemos quedar sujetos a expropiación, nacionalizaciones o a riesgos similares.

La totalidad de nuestros activos se encuentran ubicados en la Argentina. Por lo tanto, estamos en el negocio de generación de energía y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por el gobierno de interés público y, por lo tanto, estar sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de nuestra actividad o de nuestros activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

En caso de una expropiación, podríamos tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser acorde a los precios de mercado o suficiente a los fines de cumplir con nuestras obligaciones, y es posible que tengamos que tomar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o bien, recibir dicha compensación. Nuestro negocio, condiciones financieras y resultados de nuestras operaciones, así como también, nuestra capacidad para repagar las Obligaciones

Negociables a ser emitidas bajo el Programa podría verse afectada negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

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

Nuestras operaciones pueden afectar comunidades locales. La imposibilidad de gestionar nuestras relaciones con comunidades, gobiernos y organizaciones no gubernamentales locales puede dañar nuestra reputación y nuestra capacidad de implementar nuestros proyectos de desarrollo. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requeridos para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sustentabilidad pueden aumentar significativamente en el futuro.

El desarrollo de centrales de energías nuevas y existentes puede enfrentar la oposición de diversos grupos de interés, como grupos ambientalistas, terratenientes, productores agrícolas, comunidades y partidos políticos, entre otros, lo que puede afectar la reputación y el buen nombre de la empresa promotora. La operación de centrales de generación térmica también puede afectar nuestra reputación entre dichos grupos de interés, como resultado de emisiones de materia particulada, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. El deterioro de nuestra relación con los grupos de interés antes mencionados podría evitar que continuemos operando nuestros activos actuales o que se nos adjudiquen o desarrollemos nuevos proyectos, lo que podría afectar negativamente nuestras actividades y el resultado de nuestras operaciones.

El conflicto entre Rusia y Ucrania podría tener efectos adversos en la economía global, la economía argentina y resultado del negocio de MSU

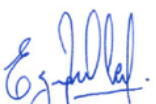
A comienzos de 2022, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, anunció una operación militar en la región del Donbás, en el este de Ucrania. La operación se extendió a otras regiones en pocos días. La invasión recibió una condena internacional generalizada. En diversos países se efectuaron manifestaciones populares en repudio del accionar militar, también se impusieron sanciones y restricciones a Rusia. La invasión rusa de Ucrania está teniendo un efecto perturbador en los mercados mundiales. Desde el inicio del conflicto se ha producido un fuerte aumento a nivel mundial de los precios de los productos básicos, en particular, de los combustibles. Los aumentos recientes están ejerciendo renovada presión sobre los mercados, que ya habían sufrido en 2021 precios históricamente elevados en los sectores de la energía y los fertilizantes. La guerra también ha generado incertidumbre en cuanto a la seguridad del abastecimiento energético. Rusia, tradicionalmente uno de los principales proveedores de la UE de combustibles fósiles, ha suspendido el suministro de gas a varios Estados miembros de la UE, lo que ha llevado a la UE a reaccionar con prontitud para asegurar el abastecimiento en todos los países. A su vez, el conflicto bélico ha limitado la capacidad de Ucrania de exportar su producción agroalimentaria, agravando así la crisis alimentaria mundial. En tal sentido, el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios internacionales de las materias primas, los cuales han aumentado significativamente. Si bien hasta la fecha el conflicto tiene carácter regional, el eventual involucramiento de otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (“OTAN”) podría resultar en un conflicto transnacional.

Rusia es el segundo gran exportador mundial de petróleo en el mundo y el mayor productor de gas natural. Producto de la invasión, los precios mundiales del petróleo superen los US\$ 110 por barril, y que el costo del gas natural alcance un récord en Europa.

En Argentina el abastecimiento de GNL es una preocupación para el próximo invierno con efectos para la generación de energía eléctrica y el consumo industrial y particular. La escasez de GNL podría afectar el despacho de nuestras unidades de generación.

Las consecuencias actuales y potenciales de la invasión rusa, así como las de una pronta resolución pacífica del conflicto, podrían impactar en el mercado de ciertos commodities, tales como el petróleo y el gas natural y, por ende, los resultados de las operaciones de la Emisora. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio.

Riesgos relacionados con nuestro negocio


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Tenemos un historial operativo limitado, lo que hace que nuestro desempeño futuro sea particularmente difícil de predecir.

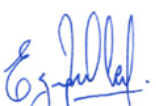
Tenemos un historial operativo limitado. Nuestra central General Rojo, ubicada cerca de San Nicolás, en la Provincia de Buenos Aires, comenzó a operar el 13 de junio de 2017, nuestra central térmica de Barker, ubicada cerca de Tandil, Provincia de Buenos Aires, comenzó a operar el 29 de diciembre de 2017 y nuestra central térmica de Villa María, ubicada en la Provincia de Córdoba, comenzó a operar el 25 de enero de 2018. Asimismo, si bien han transcurrido más de 4 años desde que nuestras Centrales han iniciado sus operaciones bajo la modalidad de ciclo simple, recientemente hemos finalizado nuestro proyecto de expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado. En tal sentido, tenemos resultados operativos limitados, especialmente bajo la modalidad de ciclo combinado, para demostrar nuestra capacidad para operar nuestro negocio que el inversor podría usar como base para evaluar nuestro negocio y nuestros potenciales clientes. Estamos sujetos a riesgos e incertidumbres comerciales asociados con cualquier negocio nuevo, incluido el riesgo de que no logremos nuestros objetivos operativos y nuestra estrategia comercial. Nuestro limitado historial operativo aumenta el riesgo y la incertidumbre que el inversor enfrenta al hacer una inversión en nosotros y la falta de información histórica puede no permitirle pronosticar o predecir tendencias confiables a largo plazo.

El pago de las Obligaciones Negociables depende exclusivamente de los flujos de efectivo generados por nuestras Centrales. El incumplimiento de los PPAs o su extinción anticipada, o la modificación o revocación de los PPAs y autorizaciones gubernamentales podrían reducir nuestros ingresos y podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestras Centrales son nuestros únicos activos. Por lo tanto, a fin de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables dependemos de los flujos de efectivo producidos por nuestras Centrales de conformidad con los PPAs. En caso de incumplir las obligaciones asumidas en los PPAs o autorizaciones gubernamentales, o las normas y reglamentos aplicables en Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la Secretaría de Gobierno de Energía u otros entes estatales competentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o la resolución o revocación de nuestras concesiones o autorizaciones gubernamentales. Nuestras concesiones y autorizaciones gubernamentales también se hallan sujetas a expropiación por razones de interés público, de conformidad con la legislación aplicable. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPAs o la legislación aplicable en caso de extinción, revocación o expropiación de las concesiones o cualquier autorización gubernamental serán efectivamente abonado o suficiente para cubrir todas nuestras pérdidas.

Adicionalmente, CAMMESA puede rescindir los PPAs, a su entera discreción y en la fecha en que así lo elija en caso de producirse cualquiera de los hechos de incumplimiento enumerados a continuación (los "Hechos de Incumplimiento de PPAs"), en la medida en que tales Hechos de Incumplimiento de PPAs no fueran debidamente subsanados:

- a. cuando la empresa operativa renuncie a su carácter de Agente del MEM respecto de la Central correspondiente;
- b. cuando la empresa operativa tome cualquier medida que invalide las obligaciones asumidas en virtud de los PPAs correspondiente o las torne inexigibles;
- c. cuando la empresa operativa se disuelva o comience un proceso de liquidación;
- d. cuando la empresa operativa ingrese en estado de cesación de pagos;
- e. cuando la empresa operativa sea declarada en quiebra;
- f. cuando la empresa operativa inicie un proceso de concurso preventivo o quiebra;
- g. cuando un tercero inicie un proceso de quiebra contra la empresa operativa correspondiente que no sea apelado en la primera oportunidad procesal aplicable;


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

- h. cuando se produzca cualquier evento o acción que, de acuerdo con la legislación vigente, tenga efectos similares a los de los eventos descriptos en los párrafos (a) a (g) de la presente sección;
- i. cuando la empresa operativa ceda una porción significativa de sus activos o derechos de forma que, a entera discreción de CAMMESA, impida o pueda impedir el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del PPA correspondiente;
- j. cuando la empresa operativa celebre un acuerdo preventivo extrajudicial;
- k. cuando se imponga supervisión judicial a los órganos administrativos de la empresa operativa, o se ejecute una porción substancial de los activos de la empresa operativa para la cancelación de una sentencia o reclamo; o
- l. cuando incumplamos de forma substancial y reiterada o prolongada nuestra obligación de proveer la capacidad de generación comprometida, sin justa causa.

Por lo tanto, cualquiera de las sanciones antes descriptas, o la expropiación de nuestras concesiones por una autoridad gubernamental, o cualquier cambio regulatorio pueden tener un efecto adverso significativo sobre nuestros flujos de efectivo, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, y afectar nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. No podemos asegurar que el marco regulatorio actual que gobierna nuestra relación contractual con CAMMESA bajo nuestros PPAs, o los programas y políticas relacionadas con el sector eléctrico continuarán en el futuro, o que nuestros PPAs no serán modificados por CAMMESA o cualquier otra autoridad gubernamental en el futuro. A pesar de que nos correspondería recibir compensación en caso de ocurrir cambios regulatorios que entren en conflicto con nuestros PPAs, podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar la compensación adecuada o incluso recibir dicha compensación, con resultados inherentemente inciertos.

Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

Los pagos que recibimos de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe de otros Agentes del MEM, como distribuidoras de electricidad y el gobierno argentino. Desde 2012, una cantidad significativa de Agentes del MEM (mayormente distribuidoras) incumplieron sus obligaciones de pago hacia CAMMESA, lo que afectó negativamente la capacidad de CAMMESA para satisfacer sus propias obligaciones de pago hacia las generadoras. En virtud de los PPAs, CAMMESA se encuentra obligada a realizar pagos de forma mensual.

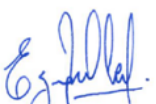
En atención a los PPAs, CAMMESA está obligada a emitir una factura o una liquidación de ventas cada mes, en la que calcula el monto adeudado en virtud de cada uno de los PPAs en Dólares Estadounidenses. Tales montos son convertidos a Pesos y cancelados en dicha moneda, a la tasa de cambio publicada por el BCRA en "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al último Día Hábil del mes en que se emita la factura. De acuerdo con las regulaciones vigentes, CAMMESA pagará los montos de las facturas a la Emisora dentro de los treinta días posteriores (más dos Días Hábiles requerido para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de la fecha de la factura y de ajustar el monto de su pago en Pesos hacia arriba o hacia abajo sobre la base de los Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente el Día Hábil anterior en que se realiza el pago. En cuanto a las diferencias de tipos de cambio, se establece en efecto un régimen de notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA para compensar las diferencias de cambio que puedan surgir entre el tipo de cambio del Día Hábil calculado para la factura y el tipo de cambio aplicable a la fecha efectiva de pago. Sin embargo, las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el Peso podrían tener un efecto negativo en nuestra condición financiera y resultados de operaciones. Por favor ver "*Riesgos Relacionados con la Argentina - Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*". Asimismo, el hecho de que los plazos de pago estén contenidos en, y estén sujetos a las regulaciones aplicables (que están sujetas a enmiendas), en oposición a estar directamente establecidos en los PPAs, trae aparejado un riesgo de cambio de normativa con respecto a los plazos de pago del PPA.

De vez en cuando se han producido retrasos en la realización de los pagos adeudados por CAMMESA a los Agentes del MEM (la mayoría entre 2012 y 2016). Durante dicho periodo, CAMMESA tuvo demoras en los pagos de hasta 72 días. A su vez, comenzando en abril del año 2019, CAMMESA comenzó a experimentar demora en los pagos. Durante el año 2021, la demora promedio fue de 33 días en los pagos de CAMMESA, contados desde la fecha de vencimiento de la factura correspondiente. Durante los primeros 6 meses de 2022, la demora promedio fue de 26 días. No podemos asegurar que en el futuro CAMMESA sea capaz de realizar pagos a las generadoras en atención a los términos de los PPAs. La inhabilidad de CAMMESA para realizar dichos pagos, o las demoras de CAMMESA en su realización, pueden tener un efecto material adverso en nuestro flujo de efectivo, condición financiera y resultado de nuestras operaciones.

La operación de las Centrales generadoras implica muchos riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro control.

Nuestras Centrales de energía tienen una historia de operación muy limitada, especialmente bajo la modalidad de ciclo combinado. La operación de las Centrales generadoras implica muchos riesgos, incluidos, entre otros, los siguientes:

- la posibilidad de que nuestras Centrales tengan un desempeño o una eficiencia de generación menores a los esperados o no se adecúen a sus especificaciones de diseño;
- el incumplimiento para llegar a, o la caída en la capacidad de la central ya que la tasa de calor típicamente aumenta debido a ineficiencias y pérdidas de degradación a medida que las Centrales envejecen;
- la interrupción o cancelación prolongada de las operaciones como resultado del desgaste normal, avería o falla de los equipos o procesos, o la existencia de defectos o errores de diseño, la existencia de requisitos de mantenimiento o construcción no anticipados, o la escasez de equipos de repuesto;
- la existencia de costos operativos y de mantenimiento no anticipados, incluyendo el costo de combustibles que excedan el Consumo Específico Garantizado o un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escases de mano de obra, incluyendo la incapacidad de contratar y retener personal con la experiencia necesaria para operar las Centrales;
- la incapacidad de obtener o renovar los permisos gubernamentales necesarios;
- nuestra incapacidad para cumplir con las normas operativas y los límites establecidos por los permisos gubernamentales que nos fueran otorgados, o con la reglamentación ambiental y de salud actual o futura;
- errores de operación que puedan ocasionar la pérdida de vidas, lesiones físicas o la destrucción de bienes materiales;
- la interrupción o avería de nuestros sistemas de información y procesamiento;
- los efectos de acciones de terceros, como empresas generadoras y otras empresas transmisoras y usuarios;
- casos de fuerza mayor, incluyendo catástrofes tales como pandemias, incendios, terremotos, descargas atmosféricas, explosiones, sequías, inundaciones, actos de terrorismo, actos de sabotaje, actos de guerra u otros eventos que puedan ocasionar lesiones físicas, pérdidas de vidas, daños ambientales, o daños sustanciales a las Centrales generadoras o su destrucción, o la suspensión de sus operaciones;
- la nacionalización o expropiación por parte del gobierno a cambio de una compensación insuficiente para compensar nuestras pérdidas;


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

- cambios en la legislación o los permisos necesarios, incluyendo, entre otros, los cambios necesarios en las tarifas que recibimos por nuestra capacidad de generación y nuestra producción, otros términos y condiciones de nuestros contratos con proveedores estatales y tomadores regulares, la imposición o modificación de obligaciones respecto de terceros, la modificación de los términos en virtud de los cuales CAMMESA nos provee combustible y/o compensa por su costo, y la imposición de obligaciones de aumentar la capacidad de generación de nuestras Centrales;
- la existencia de gravámenes, derechos y otras imperfecciones en los títulos de nuestros bienes inmuebles;
- aumentos de la inflación y costos por encima de nuestras proyecciones; y
- acciones judiciales o reclamos en nuestra contra.

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

Los desembolsos de capital para la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestras Centrales térmicas fueron estimados en aproximadamente a US\$490 millones, incluyendo IVA. Dicha inversión fue inicialmente financiada de la siguiente manera: (i) US\$50 millones obtenidos del producido de la colocación del Bono Internacional 2025 emitido por la Emisora con fecha 1° de febrero de 2018; (ii) US\$103 millones con financiamiento comercial provisto por General Electric; (iii) US\$87 millones provenientes de los ingresos operativos de nuestras tres centrales térmicas; y (iv) US\$ 250 millones obtenidos del producido de la colocación en forma privada de nuestras Obligaciones Negociables Privadas 2023, posteriormente refinanciadas por el Bono Internacional 2024. En caso de que el resultado de nuestras operaciones sea menor al esperado, tanto nuestro negocio como la situación financiera pueden verse afectados de manera importante y adversa.

Dependemos de, y vamos a continuar dependiendo de, terceras partes para el mantenimiento de dichas Centrales.

Dependemos de terceras partes, incluyendo las afiliadas de General Electric, para realizar un servicio de mantenimiento de relacionado con nuestras Centrales. En el caso de que alguna de las Centrales no tenga la capacidad y el rendimiento que pretendemos, nuestra capacidad para satisfacer las obligaciones contraídas en virtud de nuestros PPAs podría verse afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinarias requeridos para la operación de nuestras Centrales, también puede tener un efecto adverso significativo sobre nuestras operaciones. Asimismo, tal como se lo describe en “*Información de la Emisora - Nuestros Contratos Significativos*”, las partes de nuestros contratos principales tienen derecho a rescindir dichos contratos o negarse a efectuar los pagos o cumplir con las obligaciones resultantes de ellos en ciertas circunstancias, como en el caso de que fuéramos declarados en quiebra. A menos que podamos celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), tales circunstancias podrían afectar significativamente nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Podríamos vernos imposibilitados de renovar nuestros PPAs o entrar en nuevos PPAs para la venta de capacidad generada y electricidad en el futuro, o dichos PPAs podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.

Podemos no ser capaces de renovar nuestros PPAs y ser adjudicados con nuevos PPAs, en términos más favorables, incluyendo razones ajenas a nosotros. Adicionalmente, los PPAs pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a nuestro control. Por ejemplo, los PPAs estipulan que ante situaciones de fuerza mayor (según definición del Código Civil y Comercial de la Nación), que no se subsanen dentro de determinada cantidad de días posteriores a la fecha de su comienzo, darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA correspondiente (en el caso de los PPAs Ciclo Combinado, solo a partir de la Fecha de Habilitación

Comercial), sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle tal concepto) a la otra parte. Para mayor información sobre los PPAs, véase “*Información de la Emisora - Nuestros Contratos Significativos*” en el presente Prospecto.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPAs en un modo sustancialmente adverso a nuestros intereses, podría tener un efecto sustancial adverso sobre los negocios y los resultados de nuestras operaciones.

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

Es posible que nuestro negocio pueda requerir gastos de capital para financiar el mantenimiento continuo para mantener la generación de energía, el rendimiento operativo y mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios, nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse negativamente afectados. Nuestra capacidad de financiamiento puede verse limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiamiento para las empresas argentinas. Para más información, véase “*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con Argentina: La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento*” del presente Prospecto.

Nuestra capacidad de generación de electricidad en nuestras Centrales depende de la disponibilidad de gas natural y gasoil; así, las fluctuaciones en la oferta del gas y del gasoil podrían afectar sustancialmente y de manera adversa los resultados de nuestras operaciones.

En virtud de nuestros PPAs Ciclo Simple suscriptos en el marco de la Resolución SEE 21/2016 y la regulación aplicable, CAMMESA (en su carácter de único proveedor de combustibles en el mercado energético argentino de acuerdo con la regulación vigente) nos suministra el gas natural o gasoil necesario para la operación de nuestras Centrales. Por otro lado, de conformidad con los PPAs Ciclo Combinado que nos han sido adjudicados bajo la Resolución SEE 287/2017, en relación con la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a ciclo combinado, inicialmente se requería que obtuviéramos el combustible de terceras partes, en lugar de que dicho combustible ser provisto directamente por CAMMESA, y CAMMESA nos compensaría los costos incurridos en la adquisición de combustible al precio determinado por CAMMESA. No obstante, en el marco de la Resolución 354/2020 de la SEE, a partir del 1ro de enero de 2021, la Emisora transfirió a CAMMESA la responsabilidad de obtener el combustible, mitigando de esa forma el riesgo de suministro de combustible y de fijación de precios, teniendo la Emisora la opcionalidad de dejar sin efecto la transferencia en el futuro, si las condiciones de mercado se vuelven favorables.

La obligación de CAMMESA de proveernos de gas natural o gasoil se encuentra limitada al monto del Consumo Específico Garantizado acordado para cada Central. Por lo tanto, en caso de exceder el Consumo Específico Garantizado en virtud de dichos PPA seremos responsables de abonar el gas natural o gasoil excedente utilizado. En caso de superar el Consumo Específico Garantizado, el excedente no será reconocido por CAMMESA, por lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros flujos de efectivo, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, y afectar nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. Asimismo, en caso de que CAMMESA nos provea de combustibles que no cumplen con las especificaciones técnicas resultantes de nuestros contratos de mantenimiento, las tareas de mantenimiento dispuestas en dichos contratos pueden tener que realizarse antes de lo programado, lo que podría afectar nuestros flujos de efectivo.

Asimismo, la entrega de gas natural y gasoil depende de la infraestructura (incluyendo las instalaciones para barcasas, caminos y gasoductos) disponible para cada instalación de generación. Por lo tanto, nuestras Centrales están sujetas a los riesgos planteados por la interrupción o contracción de la cadena y/o infraestructura de entrega de combustibles. Tales interrupciones o contracciones podrían generar una escasez de gas natural o el gasoil o un

aumento del precio de dichos combustibles. El suministro y el precio del gas natural y el gasoil utilizado en nuestras Centrales se han visto y pueden verse afectados por la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar una mayor cantidad de gas natural, gasoil y/o gas natural licuado, a un precio mayor al correspondiente al suministro local como resultado de una disminución de la producción local, y a cualquier redistribución del gas natural ordenada por la autoridad de aplicación (dada la actual escasez de gas natural y la disminución de las reservas existentes), entre otras cosas. Asimismo, tampoco se puede asegurar que hubiese suficiente capacidad de transporte para transportar el gas natural desde su lugar de producción hasta el consumo en las centrales térmicas.

Si CAMMESA dejara de proveernos de combustibles, cualquier reducción en nuestra capacidad de generación como resultado de dicho incumplimiento no generará una reducción en el cálculo de la capacidad que debemos poner a disposición en forma mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad.

Ante desperfectos mecánicos o eléctricos u otras condiciones operativas que nos impidan generar electricidad y suministrarla al SADI cuando corresponda, seremos pasibles de pérdidas monetarias y de la posible extinción de los PPAs.

Las unidades de generación de energía tienen riesgo de sufrir desperfectos mecánicos o eléctricos, y es posible que sufran períodos de escasez que afecten nuestra capacidad de generación eléctrica o de suministro al SADI. En caso de imposibilidad de generación eléctrica y de suministro al SADI cuando se solicite, seremos pasibles de una reducción de hasta el 50% en los Pagos por Capacidad Fija, que representan la mayor parte de nuestros ingresos.

Si bien el operador de los contratos de mantenimiento de nuestras Centrales debe resarcirnos por los daños liquidados en concepto de ciertos desperfectos o mantenimientos no programados, dichos daños tienen un límite que se ubica muy por debajo de las sanciones que podemos sufrir en virtud de los PPAs.

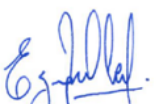
Ante el incumplimiento prolongado o reiterado de nuestra parte en relación con el suministro de energía al momento del despacho, CAMMESA podrá extinguir los PPAs que nos han sido adjudicados, lo cual tendría un efecto adverso significativo en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Los cortes prolongados o reiterados en una o más de una de nuestras Centrales tendrían un efecto adverso significativo en nuestra actividad comercial y en los resultados de las operaciones, y podrían perjudicar nuestra capacidad de pago en virtud de las Obligaciones Negociables.

En caso de incumplimiento de la legislación aplicable o de la obtención y conservación oportunas de los permisos correspondientes, la operación de las Centrales podría verse afectada de forma adversa.

En la Argentina rigen diversas leyes y normas federales, provinciales y municipales en materia de desarrollo, construcción, y operación de mejoras de la tierra, así como en materia de construcción y operación de proyectos de energía térmica en particular. Entre las leyes y las normas aplicables en materia de construcción y operación de centrales se encuentran las siguientes: (a) normas y procedimientos de seguridad e higiene; (b) procedimientos correspondientes a la generación y la transmisión de electricidad a los efectos de procurar la seguridad y la fiabilidad de la red de transmisión eléctrica; (c) requisitos sobre el uso de las tierras y el emplazamiento de obras; (d) regulaciones relacionadas con la extracción de agua y emisiones de aire, (e) leyes en materia de protección ambiental, incluida la legislación en materia de calidad de agua y de desagües pluviales, y la legislación en materia de preservación de especies amenazadas y en peligro de extinción y de su hábitat; y (e) leyes que rigen demás cuestiones de política pública y social.

A los efectos de cumplir con las leyes y las normas aplicables, es posible que se requieran permisos o autorizaciones de órganos de gobierno que impliquen una lenta tramitación, así como tiempo, costos y gastos significativos. El incumplimiento de estas leyes y normas puede ser pasible de sanciones o multas, o de restricción o cese de las operaciones. Asimismo, es posible que los permisos o las autorizaciones de gobierno se otorguen con sujeción a ciertas condiciones o requisitos cuyo cumplimiento puede resultar dificultoso o costoso. Ante el incumplimiento de estos requisitos o la incapacidad de obtener o contar con los permisos correspondientes, la construcción y la operación y expansión y conversión de las Centrales puede ser susceptible de retrasos o interrupciones.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Aún no se han obtenido diversos permisos necesarios para la construcción o las operaciones de nuestro proyecto de expansión y conversión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado. No podemos garantizar la obtención de los permisos ni aprobaciones gubernamentales correspondientes que aún no se hayan obtenido ni la de aquellos que se requieran posteriormente, así como tampoco la obtención de las modificaciones correspondientes de las aprobaciones reglamentarias existentes ni su renovación. Es posible que posteriormente se requieran aprobaciones reglamentarias adicionales debido a modificaciones de leyes o de normas o debido a otras razones. Asimismo, la legislación y las normas en materia de zonificación, seguridad e higiene se encuentran sujetas a modificaciones periódicas y suelen ser más restrictivas con el transcurso del tiempo. Por lo tanto, no se puede garantizar que dichas leyes o normas no sean susceptibles de modificaciones ni de reinterpretaciones, ni que se aprueben nuevas leyes o normas, y es posible que los costos que irroge el cumplimiento de las normas futuras sean significativamente superiores.

En caso de que suceda cualquiera de los hechos descriptos anteriormente, incluidos los retrasos o el incumplimiento de obtener, conservar o renovar los permisos y aprobaciones correspondientes, se podría interrumpir la operación de las Centrales, o podrían irrogarse costos adicionales, y por ello es posible que no podamos dar cumplimiento a las obligaciones de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

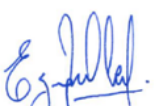
Es posible que estemos expuestos a riesgos de litigios y pleitos administrativos que podrían tener un efecto adverso y significativo en nuestro rendimiento comercial y financiero en caso de que se dicten sentencias desfavorables.

Nuestro negocio puede estar expuesto a litigios relacionados con procedimientos laborales, ambientales, reglamentarios, fiscales y administrativos, investigaciones gubernamentales, reclamos por agravios, disputas contractuales y procesos criminales, entre otros. Por ejemplo, se inició un proceso legal por parte de una asociación medioambiental contra la Emisora, alegando falta de permisos en la construcción de la central, y solicitando el cese de la construcción y operación de la central. El reclamo fue acompañado por una medida cautelar contra la construcción de la central de energía, que fue derrotada en primera instancia ante un juez federal y en apelación ante un tribunal federal de apelaciones. Posteriormente, se presentó una segunda medida similar, en el contexto del mismo juicio contra la construcción de la central de energía, que también fue derrotada en primera instancia ante un juez federal. Creemos que tenemos todos los permisos requeridos para la construcción y que son necesarios para la operación de la Central General Rojo, y creemos que tendremos éxito en el proceso legal en todas las instancias. Si no tuviéramos éxito, la Emisora podría ser multado y/o la operación de la Central General Rojo podría suspenderse, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

En este contexto y de otros procedimientos similares, es posible que no solo debamos pagar multas o daños, sino también ser pasibles de sanciones o medidas cautelares que afecten nuestra capacidad para continuar con las operaciones. Si bien podemos deducir oposiciones con vehemencia a estas pretensiones y realizar los reclamos correspondientes de seguros, los litigios y demás procesos son costosos e impredecibles por naturaleza y el poder judicial es altamente discrecional, lo que dificulta realizar una estimación precisa de su resultado real o potencial. Si bien podemos calcular provisiones según lo estimemos necesario, las sumas que contabilicemos podrían variar en forma significativa frente a los desembolsos reales, debido a las incertidumbres intrínsecas del proceso de estimación.

Los intereses de nuestros accionistas pueden entrar en conflicto con nuestros intereses y con los intereses de los titulares de las Obligaciones Negociables.

Nuestros accionistas principales son titulares del 99,53% del capital social de la Emisora y tienen la facultad de designar a la totalidad de los directores y directivos, así como determinar el resultado de las medidas que requieran su aprobación, incluidas las transacciones con partes relacionadas, concursos preventivos y la forma y fechas de pago de los dividendos. El Directorio de la Emisora tiene la responsabilidad de establecer las políticas y las normas comerciales generales, así como las estrategias a largo plazo. De conformidad con el estatuto social, los directores y los funcionarios ejecutivos pueden ser removidos en Asamblea en todo momento. El Director Ejecutivo es designado por el Directorio y puede ser removido por dicho órgano en todo momento. Por lo tanto,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

los accionistas principales pueden incidir en forma considerable en las políticas, las estrategias, y la administración y las operaciones cotidianas, y es posible que sus intereses no sean compatibles con los intereses de los titulares de las Obligaciones Negociables. Ver “*Estructura del Emisor, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas*” de este Prospecto.

Es posible que los accionistas principales tengan participación en otras empresas o proyectos de generación de energía que compitan con nosotros, en especial en caso de que las empresas o los proyectos en cuestión tengan una capacidad de generación de mayor rendimiento que tendría prioridad por parte de CAMMESA al momento de solicitar el despacho de energía desde los generadores.

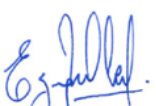
A la fecha de este Prospecto, ninguno de nuestros directores es independiente. En casos de conflicto de intereses entre los accionistas, por un lado, y los titulares de las obligaciones negociables, por otro, es posible que los accionistas principales ejerzan sus facultades para decidir el rumbo de la Emisora con un efecto adverso para los titulares. A modo de ejemplo, los accionistas pueden decidir que la Emisora no lleve a cabo ciertas actividades, no realice ciertos gastos ni pagos de dividendos ni lleve a cabo ciertas transacciones con sus afiliadas, o pueden instar a que el Directorio y/o los funcionarios ejecutivos decidan dichas medidas. Es posible que estas decisiones por parte de los accionistas tengan como fin primordial la promoción de sus propios intereses y no el fin único de mejorar nuestra actividad comercial. Estas medidas pueden afectar de forma adversa nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones, nuestra situación patrimonial y, como consecuencia de ello, podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Es posible que el seguro con el que contamos y cualquier seguro que esperamos obtener sean insuficientes y no existan en la Argentina.

Si bien hemos mantenido y esperamos que la cobertura de seguro continúe siendo compatible con la práctica de la industria para protegernos de ciertos riesgos operativos o de otra índole, como pérdidas o daños materiales fortuitos y la interrupción de la actividad comercial, incluido cobertura de responsabilidad civil, es posible que no todos los riesgos estén asegurados o sean asegurables. Las pólizas de seguros que cubren ciertos riesgos, tales como los riesgos medioambientales, no se encuentran aún disponibles en la Argentina. No garantizamos que nuestra cobertura de riesgos sea adecuada para todo riesgo o pérdida en particular. Aseguraremos ciertos riesgos con aseguradoras radicadas en la Argentina conforme a la legislación argentina y a nuestros contratos principales. Es posible que las aseguradoras argentinas no tengan solvencia estable ni acceso adecuado a pólizas de reaseguro, y es posible que sus fondos, de existir, no logren saldar nuestros reclamos ante un siniestro. En caso de un accidente o siniestro que no esté cubierto por las pólizas de seguros que contratemos posteriormente, o en caso de insolvencia o incapacidad de cancelación de nuestros reclamos por parte de nuestras potenciales aseguradoras, es posible que suframos daños materiales o que tengamos que desembolsar sumas significativas de nuestros propios fondos, lo cual tendría un efecto adverso significativo en nuestros resultados de las operaciones y en nuestra situación patrimonial. Ver “*Información de la Emisora - Seguros*”.

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

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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

los sistemas informáticos y la maquinaria automatizada. Por lo tanto, toda interrupción o daño podría tener un efecto adverso significativo en nuestros resultados comerciales y podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Asimismo, en los últimos años han aumentado en general los riesgos de seguridad de la información como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y de la mayor sofisticación y actividad de los ciberataques. Hemos conectado nuestros equipos y sistemas a Internet en forma creciente. Debido a la naturaleza esencial de nuestra infraestructura y al aumento de la accesibilidad mediante la conexión a Internet, es posible que tengamos mayores riesgos de ciberataques. En ese caso, nuestras operaciones comerciales podrían verse interrumpidas, nuestros bienes podrían sufrir daños y se podría sustraer información de nuestros clientes; asimismo, podríamos tener pérdidas monetarias significativas, gastos fortuitos y demás pérdidas pecuniarias, así como sufrir un aumento en la cantidad de litigios y daños a nuestra reputación. Los ciberataques podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial. Nos atenemos a las normas laborales y es posible que estemos expuestos a deudas y costos potenciales para dar cumplimiento a dichas normas.

De conformidad con la legislación y las normas laborales de la Argentina, nos atenemos a las leyes y las normas en materia de seguridad e higiene que rigen la salud y la seguridad de nuestros empleados, en otras cuestiones.

En caso de que se dicte sentencia firme en nuestra contra o en contra de nuestros contratistas en un proceso administrativo relativo a la violación de leyes o normas laborales, es posible que debamos responder en forma individual o conjunta por las penas y las sanciones, incluido el pago de multas. En el caso de las leyes de seguridad e higiene laboral, y según la gravedad de la infracción, las penas y las sanciones pueden incluir restricciones al acceso de las centrales y la cancelación o suspensión de inscripciones, autorizaciones, permisos y licencias gubernamentales. Estos supuestos pueden provocar la interrupción o la discontinuación de las actividades que se desarrollarán en las centrales y nos pueden afectar de forma adversa y significativa.

Las huelgas laborales podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad comercial.

Podrían ocurrir paralizaciones o huelgas laborales llevadas a cabo por nuestros empleados directos, por los empleados de nuestros contratistas independientes, y ello podría tener un efecto adverso en nuestros ingresos y nuestras ganancias y, a su vez, podría perjudicar nuestra capacidad de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa. Ver “*Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes) - Empleados*” de este Prospecto.

Nuestro desempeño depende en gran medida del reclutamiento y retención de personal clave.

Nuestro desempeño actual y futuro y la operación de nuestro negocio dependen de la contribución de nuestra alta gerencia y nuestro equipo de ingenieros altamente calificados y otros empleados clave. Dependemos de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a la gerencia clave y personal especializado con las habilidades y experiencia necesarias. No podemos asegurarle que tendremos éxito en retener y atraer personal clave y que el reemplazo de cualquier personal clave que se vaya podría ser difícil y tomar mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad para contratar reemplazos adecuados o personal adicional podrían tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio, nuestra situación financiera, los resultados de nuestras operaciones y, por lo tanto, nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones.

Nos atenemos a las leyes y a las normas argentinas en materia de lucha contra la corrupción, el cohecho, el lavado de dinero y la competencia desleal. En caso de violación de estas leyes o normas, nuestra reputación y el resultado de las operaciones podrían verse afectados de forma adversa y significativa.

Nuestros principales clientes son entidades que se encuentran bajo la órbita del gobierno nacional argentino, o en las cuales el gobierno tiene participación. Nos atenemos a las leyes en materia de lucha contra la corrupción, el cohecho, el lavado de dinero y la competencia desleal, así como a otras leyes y normas internacionales, y debemos dar cumplimiento a las leyes y normas aplicables de la Argentina. Podríamos encontrarnos sujetos a investigaciones y procedimientos por parte de autoridades debido a supuestas violaciones de dichas leyes. Estas investigaciones y

procedimientos podrían resultar en multas u otras obligaciones y podrían tener un efecto material adverso sobre nuestra reputación, negocio, condiciones financieras y resultado de nuestras operaciones. Asimismo, nos atenemos a las normas en materia de sanciones económicas que restringen nuestras negociaciones con ciertos países, personas humanas y jurídicas que recibieron sanciones. No podemos garantizar que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para evitar o detectar la totalidad de las prácticas inapropiadas, conductas dolosas o violaciones de la ley por parte de nuestras sociedades afiliadas, empleados, directores, funcionarios, asociadas, representantes ni proveedores de servicios, así como tampoco podemos garantizar que dichas personas no tomen medidas que violen nuestras políticas ni nuestros procedimientos. Ante toda violación de las leyes en materia de lucha contra el cohecho y la corrupción y las normas en materia de sanciones, nuestra actividad comercial, nuestra reputación y nuestros resultados de las operaciones podrían verse afectados de forma adversa y significativa.

Adicionalmente, desde que la Ley de Responsabilidad Penal Empresarial entró en vigencia, podríamos ser responsables por la comisión de ciertos delitos penales cometidos por oficiales, empleados o accionistas, incluyendo los sobornos y otros delitos de corrupción. Si cualquier oficial, empleado o accionista participara en fraude, corrupción o cualquier práctica comercial desleal o incumpliera o violara las leyes aplicables, regulaciones o controles internos, podríamos ser sujetos a uno o más medidas o ser responsables por la violación de dichas leyes, lo que podría resultar en sanciones, multas y sanciones y a su vez afectar adversamente nuestra reputación, negocios, condiciones financieras y el resultado de nuestras operaciones.

Riesgos relativos a las Obligaciones Negociables

Es posible que no generemos un flujo de fondos suficiente para saldar el servicio de la deuda y otras obligaciones, incluidas las obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

Nuestra capacidad de cancelar el capital y los intereses en virtud de las Obligaciones Negociables estará supeditada a nuestra capacidad de generar un flujo de fondos suficiente a partir de nuestras operaciones. No podemos garantizar la generación de un flujo de fondos suficiente para saldar la totalidad de los gastos, incluidos los pagos de las Obligaciones Negociables.

Ninguna de las sociedades afiliadas, salvo nuestras futuras subsidiarias (de existir), garantizará nuestras obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables, y los titulares de dichos instrumentos no exigirán su cancelación por parte de nuestros socios ni ninguna de nuestras afiliadas (salvo nuestras futuras subsidiarias, de existir) ni ninguno de sus socios fundadores, socios, directores, funcionarios ni empleados, así como tampoco recurrirán a ellos para tal fin.

Nuestro endeudamiento podría afectar negativamente nuestra condición financiera e impedir que cumplamos con nuestras obligaciones, incluidas nuestras obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables.

Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora tenía US\$ 882,4 millones (Dólares Estadounidenses ochocientos ochenta y dos millones) de endeudamiento, de los cuales US\$ 725,1 millones (Dólares Estadounidenses setecientos veinticinco millones) correspondían a deuda garantizada.

El nivel de nuestro endeudamiento podría tener consecuencias importantes para el inversor, incluyendo lo siguiente:

- puede limitar nuestra capacidad de pedir dinero prestado para financiar nuestras necesidades de capital de trabajo y gastos de capital;
- puede limitar nuestra flexibilidad en la planificación o la reacción a los cambios en nuestro sector comercial e industrial, en particular nuestra capacidad de aprovechar las oportunidades comerciales futuras;
- puede hacernos más vulnerables a una desaceleración en nuestro sector empresarial o industrial, así como en la economía argentina o internacional, incluidos los aumentos en las tasas de interés;
- puede colocarnos en una desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con

niveles más bajos de endeudamiento;

- puede hacernos más difícil generar suficiente flujo de caja para cumplir nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables;
- una parte importante de nuestro flujo de efectivo de las operaciones estará dedicada al reembolso de nuestra deuda, y no estará disponible para otros fines; y
- habría un efecto material adverso en nuestro negocio y condición financiera si no pudiéramos pagar nuestro endeudamiento u obtener financiamiento adicional según sea necesario.

Aunque los compromisos asumidos bajo nuestro endeudamiento financiero restringen nuestra capacidad de incurrir en endeudamiento adicional, estas restricciones están sujetas a una serie de calificaciones y excepciones, y el endeudamiento en el que podamos incurrir en cumplimiento de estas restricciones podría ser significativo.

Es posible que no podamos generar la cantidad significativa de flujo de efectivo necesario para pagar intereses y montos de capital en todas nuestras deudas a medida que vencen, incluyendo capital e intereses sobre las Obligaciones Negociables y cualquier endeudamiento futuro, lo que podría resultar en incapacidad para cumplir nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Además, es posible que se nos solicite que refinancemos nuestro endeudamiento a su vencimiento, incluidas las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa, y no podemos asegurarle que podremos hacerlo.

Es posible que no se desarrolle un mercado comercial activo para las Obligaciones Negociables.

No podemos garantizar el desarrollo de un mercado comercial activo para las Obligaciones Negociables, ni su estabilidad en caso de que se produzca su desarrollo. En caso de que no se desarrolle o no se mantenga un mercado comercial, es posible que los titulares de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa tengan dificultades para revender las Obligaciones Negociables, no puedan venderlas a un precio atractivo o ni siquiera venderlas. Asimismo, incluso en caso de que se desarrolle un mercado para las mismas, su liquidez dependerá de la cantidad de tenedores, el interés de los agentes en crear un mercado para las Obligaciones Negociables, así como otros factores. Por lo tanto, es posible que se desarrolle un mercado para las Obligaciones Negociables, aunque puede carecer de liquidez. Asimismo, si las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa cotizan, es posible que lo hagan con un descuento en relación con su precio de oferta inicial según las tasas de interés vigentes, el mercado de títulos valor similares, las condiciones económicas generales, nuestro rendimiento, las expectativas comerciales y demás factores.

En consecuencia, es posible que los tenedores de Obligaciones Negociables no puedan liquidar sus inversiones con facilidad o en absoluto.

Es posible que los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al extranjero perjudiquen su capacidad para recibir los pagos previstos en las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa o para repatriar las inversiones realizadas en las Obligaciones Negociables.

En los años 2001 y 2002, Argentina dispuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias de divisas, y de esa forma limitó la capacidad de las empresas para conservar la moneda extranjera o efectuar pagos en el extranjero. Sin embargo, en el último trimestre del año 2011 se dictaron nuevas resoluciones por parte del BCRA, que restringieron de forma significativa el acceso de los individuos y entidades del sector privado al mercado de cambios. En 2016 el gobierno anterior de Mauricio Macri dejó sin efecto o flexibilizó muchas de las restricciones cambiarias, incluidas aquellas que requieren la autorización previa del BCRA para la transferencia de fondos al exterior a fin de pagar capital e intereses sobre obligaciones de deuda a su vencimiento. Sin embargo, los controles cambiarios volvieron a ser implementados el 1° de septiembre de 2019 a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 y la Comunicación "A" 6770. Los controles de cambio fueron inicialmente implementados hasta el 31 de diciembre de 2019, pero fueron posteriormente extendidos indefinidamente, incluso mayores y más estrictos controles fueron implementados. Para más información sobre los controles de cambio vigentes, véase "Información Adicional - Controles de Cambio" del presente Prospecto.

Es posible que los acontecimientos de otros países puedan tener un efecto adverso en el valor de mercado de las

Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa.

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado de forma adversa debido al desarrollo de los mercados financieros internacionales y a las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores argentinos dependen, en distintos grados, de las condiciones económicas y de mercado de otros países, en especial en América Latina y otros mercados emergentes. Si bien las condiciones económicas son diferentes en cada país, es posible que la reacción de los inversores a los acontecimientos que ocurran en un país afecte los títulos valores de los emisores de otros países, incluida la Argentina. No podemos garantizar que los hechos que ocurran en otros países no tengan un efecto negativo en el mercado de valores de los emisores argentinos, ni que dichos desarrollos no tengan un efecto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. A modo ilustrativo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado, como los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, puede provocar una fuga significativa de capitales de Argentina y producir una caída del precio comercial de las Obligaciones Negociables. Para más información véase “*Riesgos Relacionados con Argentina - La economía argentina podría resultar afectada de manera adversa por sucesos económicos en otros mercados globales.*” del presente Prospecto.

Es posible que rescatemos las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento.

Podemos rescatar las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa a nuestra entera discreción siempre y cuando se cumplan ciertos requisitos establecidos en la sección “*De la Oferta, el Listado y la Negociación*”. Es posible que decidamos rescatar las Obligaciones Negociables cuando las tasas de interés vigentes sean relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos de rescate en un título valor similar a una tasa de interés efectiva tan alta como la de las obligaciones negociables.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden enfrentar dificultades para hacer valer la responsabilidad civil contra nosotros o nuestros directores, funcionarios y partes controlantes.

La Emisora es una sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación argentina y tenemos sede social en la Argentina. La totalidad de nuestros directores, funcionarios y accionistas principales tienen domicilio en la Argentina. Asimismo, todos o una parte considerable de nuestros activos y los activos de nuestros directores, funcionarios y partes controlantes se encuentran en la Argentina o fuera de los Estados Unidos. Porello, es posible que los titulares de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa tengan dificultad para cursar notificaciones dentro de los Estados Unidos a aquellas personas o para ejecutar las sentencias que se dicten en su contra, incluidas las acciones civiles conforme a las leyes federales de títulos valores que rigen en los Estados Unidos u otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina. Según el asesoramiento de nuestro letrado argentino, en Argentina es incierta la exigibilidad de la responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos o en otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina, sin importar que las sentencias en cuestión emanen de tribunales argentinos o de tribunales estadounidenses o de otros países y se pretenda su ejecución en la Argentina. Los tribunales argentinos reconocerían y ejecutarían las sentencias de tribunales extranjeros siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la legislación argentina.

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 seamos objeto de un procedimiento concursal o de un acuerdo preventivo extrajudicial y/o de algún procedimiento similar, las normas vigentes aplicables a las Obligaciones Negociables en Argentina (incluidas, entre otras, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) quedarán sujetas a las disposiciones de la Ley N°24.522 (la “Ley de Concursos y Quiebras”), y sus modificatorias, y otras reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reestructuración y, en consecuencia, es posible que no se apliquen ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables.

La Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferente para los tenedores de obligaciones negociables del que utilizan otros acreedores no garantizados a efectos de calcular las mayorías exigidas en la Ley de Concursos y Quiebras (que exige una mayoría absoluta de acreedores que representen dos tercios de la deuda no garantizada). Conforme a este sistema, es posible que los tenedores de Obligaciones

Negociables tengan significativamente menos poder de negociación que nuestros demás acreedores financieros en caso de concurso.

Asimismo, los precedentes argentinos han establecido que aquellos tenedores de Obligaciones Negociables que no asistan a una reunión en la que se lleve a cabo una votación o que se abstengan de votar no serán computados a efectos de calcular dichas mayorías. Como resultado de estos procedimientos concursales, el poder de negociación de los tenedores de Obligaciones Negociables puede quedar menoscabado frente a nuestros demás acreedores financieros y comerciales.

Las sentencias de los tribunales argentinos que ejecutan obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar su pago en Pesos.

Si se iniciaran procedimientos ante los tribunales argentinos competentes con el objeto de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, estas obligaciones podrían resultar pagaderas en Pesos por una suma equivalente al monto de Pesos requerido para cancelar la obligación denominada en Dólares Estadounidenses bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, según el tipo de cambio del Peso-Dólar vigente al momento del pago. La Emisora no puede asegurar que dichos tipos de cambio brindarán a los Inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables con más los intereses devengados.

Por otro lado, el Código Civil y Comercial de la Nación establece que las obligaciones estipuladas en moneda que no sea de curso legal en la República Argentina deberán ser consideradas como “de dar cantidades de cosas”, pudiendo el deudor liberarse de su obligación entregando el equivalente en moneda de curso legal. Sin perjuicio de lo regulado por el artículo 4 de la Ley de Obligaciones Negociables, la Emisora no puede asegurar que las obligaciones asumidas bajo las Obligaciones Negociables serán consideradas como de “dar sumas de dinero” en virtud de la interpretación a la que puedan dar lugar los artículos mencionados. Consecuentemente, la Emisora no puede asegurar que un tribunal no interprete o determine a las obligaciones de pago en Dólares Estadounidenses asumidas bajo las Obligaciones Negociables como obligaciones de “dar cantidades de cosas”.

Sólo se dispone de información pública limitada sobre la Emisora.

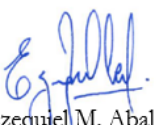
La Emisora no es un emisor de informes según las leyes de valores de los Estados Unidos y no tiene la intención de serlo. Como resultado, no estamos obligados a presentar documentos de divulgación continua, informes y otra información ante las comisiones de valores o autoridad regulatoria similar en ningún estado de los Estados Unidos. Existe información limitada disponible al público sobre nosotros, sin embargo, MSU Energy es un emisor de informes bajo las leyes de valores negociables de Argentina y, por lo tanto, está obligada a divulgar ciertos documentos, informes y otra información ante la CNV.

Las Obligaciones Negociables se encontrarán efectivamente subordinadas a ciertos privilegios establecidos por ley.

De conformidad con lo establecido por la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones asumidas por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa estarán efectivamente subordinadas a ciertos créditos privilegiados establecidos por ley. Ante un evento de quiebra, liquidación o reorganización, las Obligaciones Negociables se encontrarán subordinadas a ciertas preferencias estatutarias o de ley, incluyendo, pero no limitándose a, las demandas laborales y previsionales, salarios, impuestos y gastos y costos judiciales.

La emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa en UVA podría verse cuestionada.

El Poder Ejecutivo Nacional puede emitir Decretos de Necesidad y Urgencia (“DNU”) de acuerdo con, y sujeto a, las limitaciones previstas en el artículo 99, inciso 3 de la Constitución Nacional. Conforme lo dispuesto por la Ley N°26.122, la Comisión Bicameral Permanente debe expedirse acerca de la validez o invalidez de los DNU, pronunciándose sobre la adecuación de estos a los requisitos formales y sustanciales establecidos constitucionalmente para su dictado, y elevar el dictamen al plenario de cada Cámara Legislativa para su expreso tratamiento. En consecuencia, los DNU son plenamente válidos en tanto no se produzca su rechazo expreso por ambas Cámaras Legislativas. A la fecha del presente Prospecto, la Comisión Bicameral Permanente no ha emitido dictamen sobre la validez o invalidez del DNU N°146/2017 (el “DNU 146/17”).



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en UVA, y en su caso, serán emitidas en el marco del DNU Nro.146/2017, que estableció que los valores negociables con o sin oferta pública por plazos no inferiores a dos años, están exceptuados de lo dispuesto en los artículos 7 y 10 de la Ley N°23.928 que prohíbe la actualización monetaria o indexación. En caso que dicho Decreto N°146/2017 fuese rechazado por ambas Cámaras Legislativas según se detalla más arriba, o por cualquier motivo se deje sin efecto o no se reconozca como válido, dicha circunstancia podría afectar la validez de la actualización de las Obligaciones Negociables sobre la base de actualizar el valor de las mismas por el CER y denominarlas en UVA.

Por otro lado, en caso que conforme con los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables resultare aplicable un índice sustituto en reemplazo de las UVA, dicho índice sustituto podrá ser aplicado en la medida que ello esté permitido por la normativa vigente, y, de aplicarse, podría resultar en un valor distinto del que hubiera resultado en caso de la aplicación de las UVA.

Asimismo, se deja expresado que la emisión de Obligaciones Negociables denominadas en UVA se trata de una operación ajustable por un índice que refleja la evolución de los precios, que el referido ajuste actualmente se calcula a través el CER y se expresa en UVA, cuyo valor diario se publica actualmente en el sitio del BCRA, y que los efectos de la inflación o evolución de los precios tendrán correlación en las sumas adeudadas por la Emisora.

En el futuro estos índices pueden variar tanto en su contenido como en su forma de cálculo, lo que podrá incidir en la forma de ajustar las sumas adeudadas por la Emisora, y también el monto de intereses a pagar ya que se calcularán sobre un importe que se ajusta en su valor. En tal sentido, los procesos inflacionarios de la Argentina a lo largo del tiempo muestran que es posible que la inflación alcance niveles elevados.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Fusión

Mediante Resolución Nro. 20.075 de fecha 20 de febrero de 2019, el Directorio de la CNV aprobó la fusión por absorción de MSU Energy, como sociedad absorbente, con UENSA S.A. y UGEN S.A (la "Fusión"). La Fusión fue aprobada por los accionistas de la Emisora, UENSA S.A. y UGEN S.A. en sus asambleas de fecha 31 de octubre de 2018, habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión el 12 de diciembre de 2018. La fecha efectiva de fusión fue el 1 de enero de 2019, fecha a partir de la cual la Emisora asumió todos los derechos y obligaciones existentes de las sociedades absorbidas. La mencionada Fusión se encuentra inscrita en la IGJ bajo el Nro. 4317, L^o 93, Tomo - de sociedades por acciones en fecha 1 de marzo de 2019. El objetivo de la Fusión es, a través de una reorganización empresarial, perfeccionar y optimizar la explotación de las actividades económicas y las estructuras operativas, administrativas y técnicas de las sociedades participantes con el propósito de lograr sinergias y eficiencias en el desarrollo de las operaciones a través de una sola unidad operativa. Atendiendo a que las sociedades participantes son agentes generadores de energía eléctrica del MEM y que comparten como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica, la conveniencia de la Fusión se basa en los siguientes motivos: (a) la identidad de la actividad desarrollada por las sociedades participantes, la cual permite la integración y complementación que redundará en una mayor eficiencia en la operación; (b) simplificar la estructura societaria de las sociedades participantes consolidando las actividades de las sociedades en una única sociedad; (c) la sinergia que conformará la unión de las distintas sociedades del mismo grupo económico permitirá hacer más eficiente el ejercicio de control, dirección y administración del negocio energético; (d) obtención de una mayor escala, permitiendo el incremento de la capacidad financiera para desarrollar nuevos proyectos; (f) optimización en la asignación de los recursos existentes; (g) aprovechar los beneficios resultantes de una dirección centralizada, unificando la toma de decisiones políticas y estratégicas que hacen al negocio, y eliminar así las multiplicaciones de costos (de índole legal, contable, administrativo, financiero, etc.); y (h) desarrollo de mayores oportunidades de carrera de los recursos humanos de las sociedades participantes.


Política ambiental

La gestión ambiental es una prioridad fundamental en las operaciones y actividad comercial de la Emisora. Nuestras centrales y operaciones se encuentran sujetas a regulación gubernamental, incluidas leyes, reglamentaciones, normas, pautas, políticas y directivas rigurosas e integrales, tanto a nivel federal, provincial como local y otros requerimientos relativos o que regulan, entre otros, lo siguiente: emisiones atmosféricas; vertidos al agua; almacenamiento, manipulación, uso, disposición, transporte y distribución de materiales peligrosos, residuales y otros materiales regulados, como productos químicos; la prevención de liberación de materiales peligrosos al medio ambiente; la presencia y remediación de materiales peligrosos en el suelo y aguas subterráneas, tanto dentro como fuera del sitio; la protección de recursos naturales; asuntos relativos a zonificación y explotación del suelo; y cuestiones relativas a la seguridad y salud ocupacional. Consideramos la protección del medio ambiente como un área de rendimiento y, como tal, las cuestiones ambientales están incluidas dentro de las responsabilidades de nuestros principales ejecutivos.

b) Políticas de dividendos y agentes pagadores

De conformidad con nuestros estatutos, las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: a) cinco por ciento, hasta alcanzar el veinte por ciento del capital suscrito, para el fondo de reserva legal; b) a remuneración al directorio y síndicos; c) a dividendo de las acciones ordinarias, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción. Desde su constitución, la Emisora no ha distribuido dividendos a sus accionistas.

Cabe destacar que, de conformidad con los términos y condiciones del Bono Internacional 2024, la Emisora asumió el compromiso de no distribuir dividendos.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTES)

a) Directorio, Gerencia y Comisión Fiscalizadora

Directorio


Conforme a la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades anónimas está a cargo de un directorio designado por la asamblea de accionistas. Según su artículo 59, los directores deben obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios, y responderán ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y los terceros, por el mal desempeño de su cargo, así como por la violación de la ley, el estatuto o el reglamento o por cualquier otro daño producido por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme al artículo 274 de dicha ley.

Los directores no responderán por las resoluciones adoptadas durante las reuniones de directorio siempre que dejen constancia escrita de su protesta y diere noticia al síndico antes que se ejerza una acción judicial. La responsabilidad de los directores se extingue por aprobación de su gestión, resuelta por asamblea, si esa responsabilidad no es por violación de la ley, del estatuto o reglamento o si no media oposición del 5% del capital social, por lo menos. La acción social de responsabilidad contra los directores corresponde a la sociedad, previa resolución de la asamblea de accionistas.

Según la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades está a cargo del directorio, razón por la cual sus miembros deberán adoptar todas las resoluciones relativas a la sociedad, así como también resolver las cuestiones establecidas expresamente en la Ley General de Sociedades, el estatuto o las normas aplicables. Asimismo, el directorio responde generalmente por la ejecución de las resoluciones de la asamblea de accionistas y de cualquier tarea específica que la asamblea delegara en él expresamente. Por otra parte, dicha ley establece que las obligaciones y responsabilidades de los directores suplentes, cuando estos actuaran en reemplazo de un director, ya sea temporal o permanentemente, son las mismas que las impuestas a los directores titulares, y no deberán cumplir con otras obligaciones o responsabilidades como directores suplentes.

El directorio de la Emisora está compuesto por tres directores y un director suplente. Los accionistas podrán determinar el número de directores, que será de un mínimo de 1 y un máximo de 5. La asamblea también podrá designar igual o menor número de directores suplentes. Cada director será designado por el voto de la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas, por un plazo de tres ejercicios, y podrán ser reelegidos por mandatos consecutivos. Ninguno de los directores actualmente en ejercicio es considerado independiente conforme a la ley vigente.

Nombre	Cargo	CUIT	Edad	Director desde	Director hasta	Carácter de independencia	Designación
Manuel Santos de Uribelarrea Duhau	Presidente del Directorio	20-11266679-9	69	21/07/2016	31/12/2023	No independiente	Asamblea del 27/04/2021; inscripta el 6/08/2021 bajo el N°12183, Libro 103 de Sociedades por


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado


							Acciones. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Guillermo José Marseillán	DirectorTitular	20-21107067-7	54	21/07/2016	31/12/2023	No independiente	Asamblea del 27/04/2021; inscripta el 6/08/2021 bajo el N°12183, Libro 103 de Sociedades por Acciones. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Pablo Ferrero	DirectorTitular	20-16055220-5	61	28/06/2017	31/12/2023	No independiente	Asamblea del 27/04/2021; inscripta el 6/08/2021 bajo el N°12183, Libro 103 de Sociedades por Acciones. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Martín Agnoletti	Director Suplente	20-17370924-3	58	20/08/2015	31/12/2023	No independiente	Asamblea del 27/04/2021; inscripta el 6/08/2021 bajo el N°12183, Libro 103 de Sociedades por Acciones. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.

El plazo del mandato actual de los directores de MSU Energy vence el 31 de diciembre de 2023, conforme lo resuelto en la asamblea ordinaria de accionistas que tuvo por objeto la aprobación de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2020, celebrada el 27 de abril de 2021.

El actual directorio de la Emisora fue inscripto el 6 de agosto de 2021 bajo el N°12183, Libro 103, de Sociedades por Acciones.

A continuación, se incluye una breve descripción de los antecedentes profesionales de los directores de la Emisora:

Manuel Santos de Uribelarrea Duhau. DNI Nro. 11.266.679, CUIT Nro. 20-11266679-9. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 23 de diciembre de 1954 en Buenos Aires, Argentina. Es el Presidente del Directorio y CEO de Juamarita S.A., Don ManuelSantos S.A., Sajuana S.A., Sunturibe S.A., Tolbiac S.A. y Co-Fundador y Presidente de MSU Energy S.A. Asimismo es el Director de las siguientes sociedades: MSU Energy Ramallo S.A., MSU Energy Lagos S.A., MSU Energy San Martín S.A., MSU Energy Cogeneración S.A. y MSU Energy Timbues S.A. En 2008, el Sr. Uribelarrea Duhau fue distinguido con el Premio Konex como la personalidad


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

agroindustrial de la década en Argentina. El Sr. Uribelarrea Duhau realizó estudios en Administración Ejecutiva en la Universidad Austral.

Guillermo José Marseillan. DNI Nro. 21.110.067, CUIT Nro. 20-21107067-7. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 24 de octubre de 1969 en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Director de MSU Energy, y de otras sociedades integrantes del Grupo MSU, tales como Uenergy S.A., Uonic S.A. y Parque Eólico UONIC II. En MSU Group, ocupó, entre el 2006 y el 2013, el cargo de Director y Gerente General de diversas sociedades pertenecientes a la rama de agronegocios, donde tuvo un rol importante en el diseño del negocio de la administración de fondos de tierras agrícolas. Allí desempeñó un papel activo en el diseño de la estructura financiera, la captación de capital y las relaciones con los inversores. Durante un período de tiempo entre 2013 y 2014, trabajó fuera del Grupo MSU como Director de Estrategia de Kumagro S.A. y Kumagro Sementes do Brasil Ltda, sociedades pertenecientes a GDM Seeds, una de las empresas líderes en el mercado de semillas de soja a nivel mundial. Allí, estuvo a cargo de la reestructuración de la empresa, incluyendo la captación de capital. Antes de unirse al Grupo MSU en 2006, sirvió como Gerente de acopios de Glencore Cereales S.A. El Sr. Marseillan obtuvo el título de Ingeniero en Producción Agropecuaria en la Universidad Católica Argentina en 1993 y ha cursado estudios de posgrado en Agronegocios (Universidad de Belgrano) y Administración de Empresas (Universidad de Palermo).


Pablo Ferrero. DNI Nro. 16.055.220, CUIT Nro. 20-16055220-5. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 30 de diciembre de 1962 en Buenos Aires, Argentina. Es asesor independiente en asuntos energéticos y Director de MSU Energy, Sempra Energy y RDA Renting. El Sr. Ferrero ocupó el cargo de director en diversas empresas dedicadas a los servicios públicos, la energía y el gas natural en el país y en la región, tales como Metrogas, Petrobras Energía, Pampa Energía, Edesur, Refinor, Oldelval, Termap, Chilquinta (Chile), Luz del Sur (Perú), Promigas (Colombia), y Petrolera Andina (Bolivia). Fue Presidente de Directorio de TGS, Transener, Emdersa y Eden, entre otros. Como ejecutivo, fue CEO de TGS, y Ejecutivo en AEI-Ashmore Energy, Petrobras y Pérez Companc. Ingeniero Industrial egresado de la Universidad Católica Argentina con un MBA en Administración de Negocio (University of Washington, EEUU).

Jorge Martín Agnoletti. DNI Nro. 17.370.924, CUIT Nro. 20-17370924-3. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 29 de enero de 1965 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Director Suplente en MSU Energy. Es director en sociedades pertenecientes a MSU Group desde el año 2003. Entre 2001 y 2003 se desempeñó también como CFO en Interbaires S.A. y en Integralco S.A., las cuales fueron parte del Exxel Group. Previamente fue Senior Manager en PriceWaterhouseCoopers, donde trabajó como asesor de varios clientes de primera línea tales como Grupo Fargo, Grupo AIG, Grupo Molinos Cañuelas, Musimundo, Grupo FAGOR, Warner Lambert/Parke Davis, Hilton Group y CNP Assurance, entre otros. El Sr. Agnoletti es Contador Público egresado en el año 1991 de la Universidad de Buenos Aires y ha cursado estudios de posgrado en el IAE Business School.

Gerentes de primera línea

Nuestra gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de nuestros objetivos estratégicos, conforme lo defina el directorio de la Emisora. En la siguiente tabla se detalla la composición de la gerencia:

Nombre	Cargo	CUIT
Pablo Ferrero	Director Ejecutivo	20-16055220-5
Hernán Walker	CFO	20-28166548-1
Ricardo Fernández Bernengo	Director de Energía	20-31934659-8


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Ezequiel Abal	Gerente de Legales y Oficial de cumplimiento	20-28488076-6
Rodolfo Barrón	Gerente de Operaciones, Higiene, Seguridad y Medio Ambiente	20-25187627-5
Alejandra Giorno	Gerente de Administración y Finanzas	27-21073709-5
Nazareno del Castillo	Gerente de Capital Humano	20-25700851-8
Hernán Denti	Gerente de Planeamiento y control de gestión	20-24030417-2
Tomás Darmandrail	Gerente de Fusiones y adquisiciones	20-30887342-1
Hernán Cerutti	Gerente de Relación con Inversores y Mercado de Capitales	20-29655330-2

A continuación, se incluye una breve descripción de los antecedentes profesionales más relevantes de los gerentes de primera línea de MSU Energy:


Para el Sr. Pablo Ferrero, vea "Directorio" en esta sección.

Hernán Walker. DNI Nro. 28.166.548, CUIT Nro. 20-28166548-1. Nació el 1° de mayo de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Se desempeña como CFO en MSU Energy. Posee más de 15 años de experiencia en relaciones con inversores, mercados de capitales, nuevos negocios y planeamiento estratégico. Antes de unirse a MSU Group dirigió el área de Relaciones con Inversores de Adecoagro S.A. (NYSE: AGRO), donde jugó un rol clave en el IPO de la compañía por US\$440 millones en 2011, la emisión de un bono internacional por US\$ 500 millones en 2017, entre otras transacciones de capitalización públicas y privadas por más de US\$ 530 millones entre 2008 y 2013. Previo a eso, trabajó en PRGX como consultor senior en negocios para clientes globales de sectores retail e industrial. El Sr. Walker estudió Economía en la Universidad Argentina de la Empresa.

Ricardo Fernández Bernengo. DNI Nro. 31.934.659, CUIT Nro.: 20-31934659-8, nació el 28 de octubre de 1985 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Director de Energía en MSU Energy. Antes de incorporarse a Grupo MSU fue Gerente de Energía Eléctrica en Energía Argentina S.A. (ENARSA) y, previamente, se desempeñó en el cargo de Responsable Comercial y de Planeamiento Comercial en Genneia S.A. El Sr. Fernández Bernengo obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el año 2012 en la Universidad Nacional de Luján.

Ezequiel Abal. DNI Nro. 28.488.076, CUIT Nro. 20-28488076-6. Nació el 19 de noviembre de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Se desempeña como Gerente de Legales de MSU Energy. Antes de unirse al Grupo MSU trabajó como asociado en el Estudio Nicholson y Cano y como abogado senior en Transportadora de Gas del Sur SA y ExxonMobil. Es Licenciado en Derecho por la Universidad Católica Argentina y Licenciado en Derecho Corporativo y Finanzas por UADE y CEMA. El Sr. Abal es un Practicante Certificado Internacional de Cumplimiento (IFCA en sus siglas en inglés) y actualmente se desempeña como Oficial de Cumplimiento de la Emisora ante la UIF.

Rodolfo A. Barrón. DNI Nro. 25.187.627, CUIT Nro. 20-25187627-5. Nació el 1° de abril de 1976 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Operaciones, Higiene, Seguridad y Medio Ambiente en MSU Energy. Antes de incorporarse a MSU Group se desempeñó en diversos cargos gerenciales en empresas líderes del sector energético tales como Gerente de Mantenimiento en General Electric, Responsable de Mantenimiento de Centrales


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

en Genneia e Ingeniero de Planificación de Mantenimiento en Petrobras Energía. El Sr. Barrón obtuvo el título de Ingeniero Industrial en 2004 en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Alejandra Giorno. DNI Nro. 21.073.709, CUIT Nro. 27-21073709-5. Nació el 21 de agosto de 1969 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Administración y Finanzas en MSU Energy. Antes de incorporarse al Grupo fue Gerente de Costos para América Latina en Lexmark International de Argentina Inc. y, previamente, Gerente de Contabilidad multinacional en la misma empresa. Se desempeñó como Auditora Senior en Price Waterhouse Coopers durante 10 años. La Sra. Giorno obtuvo el título de Contadora Pública en 1993 en la Universidad Nacional de Lomas de Zamora y cuenta con posgrados en Administración de la Universidad Católica de Buenos Aires y del IAE Business School.

Nazareno del Castillo. DNI Nro. 25.700.851, CUIT Nro. 20-25700851-8. Nació el 1° de noviembre de 1976 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Capital Humano en MSU Energy. Inicio su carrera en el Grupo Telecom, luego continuo en Transportadora de Gas del Sur (TGS) y, más recientemente, en Brightstar. El Sr. Del Castillo obtuvo el título de ingeniero en Organización de Empresas en la Universidad Argentina de la Empresa y cuenta con postgrado en Especialización en GAS de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente cursa la Diplomatura en Desarrollo Gerencial en la Universidad de Buenos Aires.

Hernán Denti. DNI Nro. 24.030.417, CUIT Nro. 20-24030417-2. Nació el 5 de julio de 1974 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Planeamiento y Control de Gestión en MSU Energy. El Sr. Denti comenzó su carrera profesional como Supervisor de Control de Gestión en Pérez Companc S.A. Luego trabajó para Petrobras Energía S.A., donde se desempeñó en los cargos de Jefe de Control de Gestión y Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Proyecciones, donde más tarde se posicionaría como Gerente de Gestión de Proyectos. El Sr. Denti obtuvo el título de Contador Público en el año 1999 en la Universidad Nacional de Lomas de Zamora. En 2011 completó el Programa de Desarrollo Directivo del IAE Business School.


Tomas Darmandrail. DNI Nro. 30.887.342, CUIT Nro. 20-30887342-1. Nació el 25 de marzo de 1984 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Fusiones y Adquisiciones en MSU Energy. El Sr. Darmandrail trabajó como Director Nacional de Participación Público-Privada en el Ministerio de Hacienda de la Nación. Anteriormente, fue Jefe de Finanzas y Jefe de Desarrollo Corporativo de Central Puerto S.A. El Sr. Darmandrail obtuvo el título de ingeniero Industrial en la Universidad Católica Argentina y cuenta con un Executive MBA del IAE Business School de la Universidad Austral.

Hernán Cerutti. DNI Nro. 29.655.330, CUIT Nro. 20-29655330-2. Nació el 15 de julio de 1982 en Buenos Aires, Argentina. Ocupa el cargo de Gerente de Relación con Inversores y Mercado de Capitales en MSU Energy. El Sr. Cerutti comenzó su carrera profesional como Joven profesional en Petrobras Energía S.A., luego ocupando posiciones en Control de Gestión, Nuevos Negocios y Planeamiento Corporativo. Antes de incorporarse en el Grupo MSU trabajó para Pluspetrol S.A., donde se desempeñó como responsable de Planeamiento Financiero. El Sr. Cerutti obtuvo el título de Licenciatura en Economía Empresarial en la Universidad Torcuato Di Tella.

Comisión fiscalizadora

El estatuto de la Emisora dispone la creación de una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos e igual número de síndicos suplentes, todos ellos designados por un plazo de tres ejercicios. Según lo establece la Ley General de Sociedades, sólo los abogados y contadores públicos autorizados para ejercer la profesión en Argentina, o una sociedad con responsabilidad solidaria constituida exclusivamente por estos profesionales, pueden ser síndicos en una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina. A la fecha de emisión del presente Prospecto, todos los síndicos que integran nuestra comisión fiscalizadora, incluidos los suplentes, son considerados independientes en virtud de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina y las Normas de la CNV.

Entre las principales funciones de nuestra comisión fiscalizadora se encuentra vigilar que el órgano de administración dé debido cumplimiento a la Ley General de Sociedades, estatutos, reglamentos, si los hubiera, y a las decisiones asamblearias adoptadas. Asimismo, la comisión fiscalizadora tendrá otras funciones que incluyen, entre otras: (i) examinar los libros y documentación siempre que lo juzgue conveniente y, por lo menos, una vez cada tres meses;


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

(ii) asistir a las reuniones de directorio y asambleas de accionistas; (iii) confeccionar un informe anual sobre la situación financiera de MSU Energy y presentarlo a la asamblea ordinaria; (iv) convocar a asamblea extraordinaria, cuando lo juzgue necesario, por iniciativa propia o a pedido de los accionistas, y a asamblea ordinaria, cuando nuestro directorio omitiere hacerlo; (v) supervisar y monitorear el cumplimiento de las leyes y regulaciones, los estatutos y las resoluciones asamblearias; y (vi) investigar las denuncias que le formulen por escrito accionistas que representen no menos del 2% del capital.

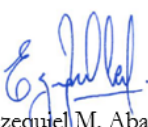
En cumplimiento de sus funciones, nuestra comisión fiscalizadora no controla nuestras operaciones o evalúa los méritos de las resoluciones del directorio. Los deberes y obligaciones de los síndicos suplentes, cuando actuaran en reemplazo de los síndicos titulares, ya sea temporal o permanentemente, son las mismas que las impuestas a los síndicos titulares, y no deberán cumplir con otras obligaciones o responsabilidades como síndicos suplentes.

En la siguiente tabla se detalla la composición de nuestra comisión fiscalizadora.

Nombre	Cargo	CUIT	Síndico desde	Fecha de finalización decargo	Carácter de independencia	Designación
Eduardo Inda	Síndico Titular	20-11968221-6	02/12/2016	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Ramiro Inda	Síndico Titular	20-30560560-4	02/12/2016	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Rodrigo Cruces	Síndico Titular	20-23292242-8	28/06/2017	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Ricardo Enrique Panighini	Síndico Suplente	20-06053111-1	02/12/2016	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Gustavo Hernán Belloti	Síndico Suplente	20-11753896-7	02/12/2016	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.
Hernán Alejo Cellerino	Síndico Suplente	20-21981536-1	28/06/2017	31/12/2025	Independiente	Asamblea del 19/04/2023. Domicilio especial Cerrito 1294 piso N°2 C.A.B.A.

A continuación, se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la Sindicatura de la Emisora:

Eduardo Inda. DNI Nro. 11.968.221, CUIT Nro.: 20-11968221-6. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 11 de marzo de 1956 en Santa Fe, Argentina. Es Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente, es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados. El Dr. Eduardo Inda también se desempeña como Síndico Titular de MSU S.A., DILCAR S.A. y MSU Servicios S.A.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Ramiro Inda. DNI Nro. 30.560.560, CUIT Nro.: 20-30560560-4. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 10 de diciembre de 1983 en Rosario, Argentina. Es Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente es docente en la Fundación Libertad de la ciudad de Rosario.

Rodrigo Cruces. DNI Nro. 23.292.242, CUIT Nro. 20-23292242-8. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 5 de marzo de 1973. Ocupa el cargo de Síndico Titular en MSU Energy. Actualmente también se desempeña como socio del Estudio Barbosa Ugarte Abogados. Posee el título de Abogado por la Universidad Católica Argentina, 1997.

Ricardo Enrique Panighini. DNI Nro. 6.053.111, CUIT Nro.: 20-06053111-1. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 4 de diciembre de 1943 en Rosario, Argentina. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados.

Gustavo Hernán Bellotti. DNI Nro. 11.753.896, CUIT Nro.: 20-11753896-7. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Nació el 30 de agosto de 1955 en Rosario, Argentina. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente es socio del Estudio Riol, Margariti y Asociados. El Dr. Gustavo Bellotti también se desempeña como Síndico Titular de FAIART ARGENTINA S.A.

Hernán Alejo Cellerino. DNI Nro. 21.981.536, CUIT Nro.: 20-21981536-1. Domicilio especial sito en Cerrito 1294, piso 2°, C.A.B.A. Ocupa el cargo de Síndico Suplente en MSU Energy. Actualmente también se desempeña como socio del Estudio Barbosa Abogados. Se recibió de Abogado en 1997 en la Universidad Católica Argentina.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades y las previsiones de los Arts. 4 y 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV establecen que la remuneración anual total pagada a todos los directores (incluso aquellos con carácter ejecutivo) respecto de cualquier ejercicio económico no podrá exceder el 5% de la utilidad neta dedicho ejercicio, en caso en que la sociedad no pague dividendos respecto de dicha utilidad neta. Dicho porcentaje podrá ser aumentado hasta un 25% de utilidad neta si se pagaran dividendos respecto de la utilidad neta correspondiente a dicho ejercicio. El porcentaje disminuirá en proporción a la relación entre la utilidad neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades y las previsiones del Art. 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV también disponen que se requerirá la ratificación de la asamblea cuando la remuneración de los directores exceda el límite impuesto por dicha ley, siempre que la sociedad no tenga utilidad neta o que esta fuese baja, para el caso en que los directores correspondientes hayan ejercido comisiones especiales o funciones técnico-administrativas durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y miembros de la comisión fiscalizadora se requiere de la aprobación de la asamblea de accionistas.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se han abonado remuneraciones a los directores y gerencia de primera línea de la Emisora por un monto global de US\$ 1.955.668, siendo los únicos beneficios otorgados a los directores y gerencia de primera línea. Adicionalmente, se abonaron honorarios a los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora por un monto total de US\$ 2.252.

c) Información sobre Participaciones Accionarias


A la fecha del presente Prospecto, el Sr. Manuel Santos de Uribe Larrea Duhau, Presidente del Directorio de la Emisora, es titular del 0,2326% de las acciones ordinarias de MSU Energy. Para más información, véase “Estructura de la Emisora, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas - Capital Social” del presente Prospecto.

d) Otra información relativa al Órgano de Administración

A la fecha del presente Prospecto, no existen contratos de locación de servicios entre los Directores y la Emisora o cualquiera de sus subsidiarias que prevean beneficios luego de la terminación de sus mandatos.

e) Gobierno Corporativo

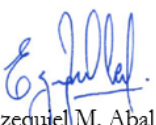
A la fecha del presente prospecto, la Emisora cuenta con un Código de Gobierno Corporativo, cuyas principales cláusulas e informe de grado de cumplimiento se encuentran informados como anexo de la Memoria a los estados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, disponible en la Autopista de Información


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Financiera ("AIF") bajo el número de ID N°3015445

f) Empleados y Recursos Humanos

A la fecha del presente Prospecto, contamos con 130 empleados (incluyendo equipos de operaciones y mantenimiento y equipo administrativo): 28 trabajando en la Central General Rojo, 29 en la Central Barker, 28 en la Central Villa María y 44 en la administración central). Nos esforzamos por ser una organización que recompense a empleados calificados, competitivos, íntegros y comprometidos, y ello les ofrece oportunidades de desarrollo y progreso. Aproximadamente 54 empleados de nuestras tres Centrales son parte de un convenio colectivo (Convenio Luz y Fuerza). No esperamos experimentar huelgas o paros de empleados en nuestro lugar de trabajo.

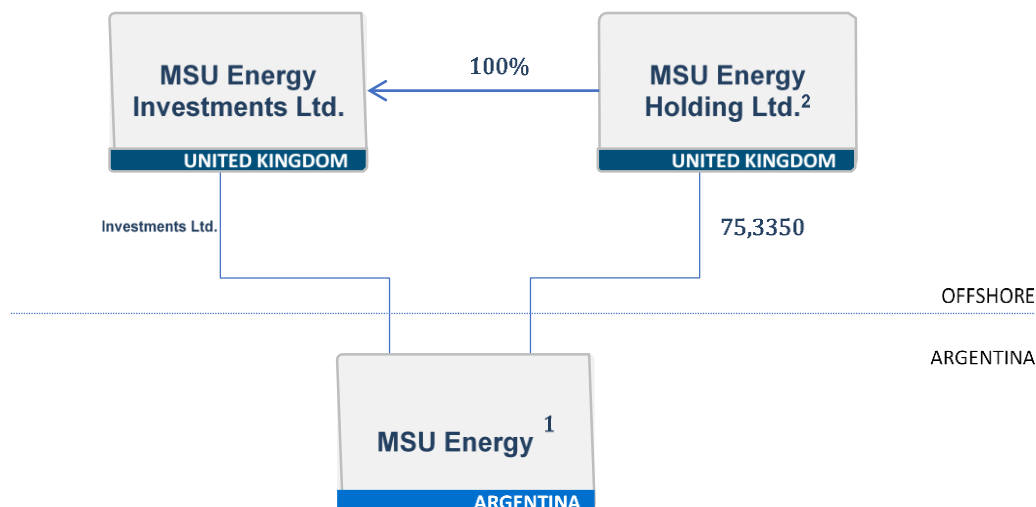

Ezequiel M. Abal
Subdelegado

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

MSU Energy es una sociedad anónima constituida y existente conforme las leyes de la República Argentina. La dirección de nuestras oficinas corporativas principales y sede social es Cerrito 1294, Piso 2°, Buenos Aires, Argentina. Nuestro teléfono en esta sede es +54 11 4316 2800.

El siguiente cuadro muestra la estructura accionaria de MSU Energy:



- 1 Manuel Santos de Uribebarrea Duhau y Manuel Santos Uribebarrea Balcarce poseen 0,2326% de las acciones de MSU Energy, cada uno.
- 2 Los beneficiarios finales de MSU Energy Holding Ltd. son: Manuel Santos de Uribebarrea Duhau (49,61%); Manuel Santos Uribebarrea Balcarce (49,59%), y otros (0,80%).

b) Accionistas de la Emisora

A la fecha del presente Prospecto, el capital social de MSU Energy está representado por 468.159.804 acciones ordinarias, cada una de un valor nominal Pesos 1,00 con derecho a un voto por acción. La siguiente tabla contiene información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de la Emisora:

Accionista	Cantidad de Acciones	Porcentaje de participación	Porcentaje de participación política
MSU Energy Holding Ltd ¹	352.688.216	75,3350%	75,3350%
MSU Energy Investment Ltd ²	113.293.950	24,1998%	24,1998%
Manuel Santos Uribebarrea Balcarce	1.088.819	0,2326%	0,2326%
Manuel Santos de Uribebarrea Duhau	1.088.819	0,2326%	0,2326%
Total	468.159.804³	100,0000%	100,0000%

- 1 MSU Energy Holding Ltd. es una empresa constituida y existente de conformidad con las leyes del Reino Unido e Irlanda del Norte. A la fecha del presente Prospecto, el 99.27% de las acciones de dicha

empresa son de Agrouy S.A.; el 0.23% de las acciones son de titularidad de Safenyl S.A.; el 0.28% de las acciones son de titularidad de Capiden S.A. y el 0.22% de las acciones son de titularidad de Coraldor S.A.; todas empresas constituidas y existentes de conformidad con las leyes de la República Oriental del Uruguay. El Sr. Manuel Santos de Uribebarrea Duhau es titular directo del 100% de las acciones de Safenyl S.A. El Sr. Manuel Santos Uribebarrea Balcarce es titular del 100% de las acciones de Coraldor S.A. Asimismo, Manuel Santos de Uribebarrea Duhau, Manuel Santos Uribebarrea Balcarce y Guillermo Marseillán son titulares directos del 48%, 48% y 4%, respectivamente, de las acciones de Capiden S.A. Por último, Safenyl S.A., Coraldor S.A. y Capiden S.A. son titulares directos del 40%, 40% y 20%, respectivamente, de las acciones de Agrouy S.A.

- 2 MSU Energy Investment Ltd. es una empresa organizada y existente bajo las leyes del Reino Unido e Irlanda del Norte. A la fecha del presente Prospecto, el 100% de las acciones son de titularidad de MSU Energy Holding Ltd.
- 3 A la fecha del presente Prospecto, las acciones propiedad de MSU Energy Holding Ltd. y MSU Energy Investment Ltd que representan el 99,5348% de las acciones de MSU Energy, se encuentran prendadas a favor de La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina quien actúa como agente de la garantía y no a título personal en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2024. Para mayor información sobre el Bono Internacional 2024, véase la sección “Antecedentes Financieros” de este Prospecto.

c) Transacciones con Partes Relacionadas

En el pasado hemos celebrado transacciones con partes relacionadas. Las transacciones con partes relacionadas que hemos celebrado en el pasado han sido en el curso ordinario de los negocios y en términos y condiciones que son comparables con transacciones que entraríamos con partes no relacionadas. En el futuro podremos continuar celebrando transacciones con partes relacionadas.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la nota 9 de nuestros estados financieros al 31 de diciembre de 2022. A continuación, se presenta un resumen de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

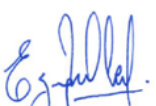
El 1 de septiembre de 2017, MSU Energy celebró un acuerdo con MSU Energy Holding Ltd. (Reino Unido) para recibir servicios de gestión, administración y corporativos para su operación. Los servicios a ser provistos por MSU Energy Holding Ltd. pueden incluir asesoramiento de gestión, supervisión, financiero, contable, de inversión, y otros servicios que las partes pudieran llegar a acordar. La compensación por los servicios será determinada en condiciones de mercado y no podrá exceder la suma de £ 150.000 por año. El acuerdo tiene un plazo de vigencia de un año, sujeto a renovación automática.

El 29 de enero de 2018, MSU Energy, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Holding Ltd. por un monto de capital de US\$ 22.370.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025.

El 29 de enero de 2018, la Emisora, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Holding Ltd. por un monto de capital de US\$ 6.680.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025.

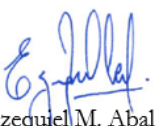
El 29 de enero de 2018, la Emisora, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con su accionista MSU Energy Investment Ltd. por un monto de capital de US\$ 6.560.000, el cual devengan intereses a una tasa fija del 6,875% nominal anual, con vencimiento en el año 2025.

Al 31 de diciembre de 2022, el saldo de capital e intereses pendiente de cobro por la Emisora bajo dichos préstamos ascendía a US\$ 47.816.935.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

d) Domicilio Legal

La sede social de la Emisora, sita en Cerrito 1294, Piso 2°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, fue inscripta en la Inspección General de Justicia el 19 de septiembre de 2018, bajo el N°17682, Libro 91, de Sociedades de Acciones.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

La compañía posee tres Centrales térmicas en Argentina, dos de ellas ubicadas en la Provincia de BuenosAires y la tercera en la Provincia de Córdoba, con una capacidad total instalada de 750MW. Cada Central cuenta con cuatro turbinas de gas LM6000 de General Electric con capacidad para ser operadas utilizando gas natural o diesel. Asimismo, en agosto de 2020 y octubre de 2020, hemos completado la expansión y conversión de nuestras Centrales de ciclo simple a Centrales de ciclo combinado con la incorporación de cuatro calderas, una turbina de vapor y una torre de enfriamiento por cada una de ellas. Las plantas poseen todos los equipos complementarios requeridos para su funcionamiento, como ser: transformadores, bombas, tanques de almacenamiento de diésel, compresores de gas, planta de tratamiento de agua y tanques de agua, entre otros equipos auxiliares. Al 31 de diciembre de 2022, el valor neto de los activos fijos de la Emisora ascendía a \$ 159.343.944 miles.


La siguiente tabla describe nuestros activos fijos al 31 de diciembre de 2022:

	Valores de origen al 31/12/2022	Depreciación acumulada al 31/12/2022	Valor Neto al 31/12/2022
	(en miles de esos)		
Terrenos	379.617	-	379.617
Herramientas	184.162	54.047	130.115
Equipos de computación	150.929	122.277	28.652
Rodados	133.249	102.294	30.955
Instalaciones	7.559	1.361	6.198
Muebles y útiles	29.703	13.601	16.102
Mejoras sobre inmuebles de terceros	127.100	125.681	1.419
Centrales Térmicas:			-
Infraestructura	85.132.861	8.179.114	76.953.747
Planta y equipos	90.134.524	10.022.353	80.112.171
Repuestos	1.529.608	-	1.529.608
Obras en curso	155.360	-	155.360
Total	177.964.672	18.620.728	159.343.944

Las nueve (9) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint correspondientes al ciclo simple de nuestras centrales térmicas se encuentran prendadas en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2025 emitido por la emisora con fecha 1 de febrero de 2018. Para más información, véase la sección “*Antecedentes Financieros - Endeudamiento*” de este Prospecto.

Las tres (3) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint y su equipamiento complementario correspondientes al ciclo combinado de nuestras Centrales térmicas se encuentran prendadas en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de los tenedores del Bono Internacional 2024 y en segundo grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, en su carácter de agente de la garantía en beneficio de General Electric. Para más información, véase la sección “*Antecedentes Financieros - Endeudamiento*” de este Prospecto.

La Emisora no cuenta con sucursales.


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado

ANTECEDENTES FINANCIEROS

El siguiente apartado se encuentra basado en los estados financieros de la Emisora, incluidos por referencia en el presente Prospecto y deberá leerse en forma conjunta con ellos.

a) **Presentación de los estados financieros**

La siguiente discusión se basa en nuestros estados financieros incluidos en este Prospecto. En este Prospecto incluimos los estados financieros auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Nuestros estados financieros han sido preparados conforme las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) tal como fueran emitidos por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés).

La moneda funcional de nuestros estados financieros, según la definición de nuestro consejo de administración de conformidad con las NIIF es el Dólar Estadounidense. Los estados financieros que constan en el presente Prospecto se presentan en pesos, moneda de curso legal en Argentina, de acuerdo con lo requerido por la Resolución Nro. 562/2009 de la CNV.

Las fluctuaciones del Peso que se registran en la Argentina han tenido y tendrán un impacto significativo en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. De acuerdo con las NIIF, las transacciones en monedas distintas de nuestra moneda funcional (Dólar Estadounidense) se reconocen en nuestros estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Al final de cada año/periodo sobre el que se informa, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a los dólares estadounidenses se convierten a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente en esa fecha. Las ganancias y pérdidas cambiarias resultantes de la liquidación de transacciones o la medición de los activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en resultados financieros, dentro del estado de resultados. Ver “Factores de Riesgo– Riesgos relacionados con Argentina–Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones” y “Tipos de Cambio y Controles Cambiarios”.

Considerando que la moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, de conformidad con las (NIIF), los estados financieros que constan en este prospecto no han sido susceptibles de ajuste alguno para reflejar los efectos de la inflación. Por lo tanto, la inflación podría afectar la comparabilidad entre los diferentes periodos expuestos en el presente prospecto. Ver además “Factores de Riesgo–Riesgos relacionados con Argentina–Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones”

Información comparativa

Los saldos que se exponen en los estados financieros de la Emisora a efectos comparativos surgen de los estados financieros a las correspondientes fechas. Asimismo, se reclasifican ciertas cifras de los mencionados estados financieros de la Emisora a los efectos de su presentación comparativa.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2022, emitidos con fecha 10 de marzo de 2023, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 3015444.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2021, emitidos con fecha 11 de marzo de 2022, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 2864147.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 surge de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2020, emitidos con fecha 10 de marzo de 2021, los cuales se

encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Emisora, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicados bajo el ID 2722803.

Información sin utilizar las normas NIIF

Este Prospecto, incluye cierta información que no utiliza las normas NIIF. En particular, incluye "EBITDA" y "Margen de EBITDA".

"EBITDA" significa (a) nuestra ganancia neta/ pérdida neta; más o menos (b) nuestros ingresos financieros y egresos financieros; más o menos (c) el impuesto a las ganancias; más (d) depreciación y amortización. El EBITDA no es una medida financiera según las NIIF. El EBITDA está incluido en este Prospecto ya que creemos que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de nuestro rendimiento y la capacidad de pagar nuestra deuda y financiar los gastos de capital. El EBITDA no es y no debería ser considerado como un sustituto de los ingresos, el flujo de efectivo proporcionado por las operaciones u otras medidas financieras de rendimiento o liquidez según las NIIF. Ya que el EBITDA no es una medida NIIF y no todas las compañías calculan el EBITDA de la misma manera, nuestra presentación del EBITDA puede no ser comparable con el EBITDA que los presentados por otras compañías.

"Margen de EBITDA" significa el EBITDA dividido por las ventas netas.

Conversiones de Moneda

Salvo aclaración en contrario o que, por contexto, deba interpretarse de otro modo, toda referencia contenida en el presente Prospecto a "pesos", "\$" o "ARS" refiere a Pesos Argentinos, así como toda referencia a "dólares estadounidenses" o "US\$" refiere a Dólares Estadounidenses.

Las fluctuaciones de la moneda en Argentina tienen un impacto significativo en nuestra situación financiera y en los resultados de las operaciones. Dado que la moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino. Al solo efecto de facilitar su lectura, el presente Prospecto contiene conversiones de montos expresados en Pesos a Dólares Estadounidenses a los tipos de cambio que se indican. Salvo aclaración en contrario, en el presente Prospecto, convertimos los montos en Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2022 al tipo de cambio de ARS 177,16 por US\$ 1,00, según el tipo de cambio vendedor para transferencias bancarias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de diciembre de 2022.

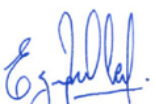
La conversión de montos expresados en monedas que se incluyen en el presente no deberá interpretarse como representaciones de que los montos en pesos realmente representan montos en Dólares Estadounidenses o que cualquier persona podría convertir los montos en Pesos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio indicado o a cualquier otro. Ver "*Información Adicional - Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*" y "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con Argentina- Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*" del presente Prospecto.

Transición a NIIF

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 la Emisora aplicó las normas contables emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y adoptadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("C.P.C.E.C.A.B.A.") ("Normas Contables Argentinas" o "NCA").

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2017, y con motivo del ingreso en el régimen de oferta pública, la Emisora comenzó a aplicar las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB. Esta adopción fue resuelta por la Resolución Técnica Nro. 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de la CNV. Las NIIF son de aplicación obligatoria para la Emisora, según las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, y las normas regulatorias antes citadas.

Redondeo


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Algunas cifras en el presente Prospecto (incluyendo porcentajes) y en nuestros estados financieros sufrieron ajustes de redondeo para facilitar su presentación. En concordancia, números presentados para la misma categoría en distintas tablas o partes de este Prospecto y en nuestros estados financieros pueden sufrir pequeñas variaciones, y los números presentados como totales en algunas tablas pueden no ser una suma aritmética de las categorías que lo preceden.

Información de la Economía, de la Industria y del Mercado

La información de la economía, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada en el presente Prospecto se basa en información publicada por entes gubernamentales de Argentina, tales como la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE), CAMMESA, el INDEC, el ENRE, la Dirección General de Estadísticas y Censos, la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia de San Luis y el BCRA. Alguna información está basada en estimaciones, que derivan de información de la empresa y de fuentes independientes. Sin perjuicio que entendemos que las fuentes son confiables, no hemos verificado la información y no podemos garantizar su certeza o que este completa. Las previsiones en particular son susceptibles a ser inexactos, especialmente durante periodos largos de tiempo. Asimismo, no sabemos que asunciones fueron utilizadas en la preparación de las mencionadas previsiones.

Asimismo, el presente Prospecto contiene información de un informe de la industria realizado a pedido nuestro, a los fines de otorgar información sobre la industria y el mercado argentino, por la Consultora Economía y Energía, una empresa de investigación independiente.

Estimaciones y Políticas Contables Críticas

La confección de los estados financieros requiere que se lleven a cabo estimaciones y valoraciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, los ingresos y egresos registrados, y los activos y pasivos contingentes afines que se contabilizaron a la fecha. En la Nota 2 “Bases de presentación” correspondiente a nuestros estados financieros al 31 de diciembre de 2022 se detallan las políticas contables pertinentes. Las políticas contables críticas reflejan valoraciones o estimaciones acerca de cuestiones que son inciertas por naturaleza y esenciales para nuestro estado financiero y los resultados de nuestras operaciones.

Las principales políticas contables se presentan a continuación:

Moneda Funcional

La moneda funcional de la Emisora es el Dólar Estadounidense, determinado sobre la base del análisis de numerosos factores relevantes bajo la Norma de Contabilidad (NIC) 21 emitida por el IASB.

Propiedad, planta y equipo

Las partidas de propiedad, planta y equipo se expresan al costo menos la depreciación acumulada, de corresponder y las pérdidas por deterioro, de corresponder.

El costo de un elemento de propiedad, planta y equipo incluye además de su precio de adquisición, cualquier costo directamente relacionado con la ubicación y puesta en condiciones de funcionamiento del activo, incluyendo costos por financiamiento, de corresponder.

Los desembolsos originados en la realización de estudios de factibilidad antes de decidir si invertir en un activo o decidir qué activo adquirir se contabilizan como gastos cuando se incurren.

La depreciación de las partidas de propiedad, planta y equipo comienza cuando éstas están disponibles para su uso y su vida útil se determina en función de la utilidad que se espera vaya a aportar a la Sociedad. Los importes depreciables de las partidas de propiedad, planta y equipo se determinan luego de deducir su valor residual.

Con fecha 13 de junio, 29 de diciembre de 2017 y 25 de enero de 2018 quedaron habilitadas comercialmente para la operación con el SADI las turbinas generadoras 01, 02 y 03 de las Centrales Termoeléctricas General Rojo, Barker y Villa María. Con fecha 30 de abril, 17 de mayo y 12 de julio de 2019 fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI las turbinas 04 de las centrales termoeléctricas General Rojo, Villa María y Barker,

respectivamente.

El 15 y 20 de agosto de 2020 y 31 de octubre de 2020, se completó el proyecto de expansión y conversión de la central termoeléctrica de Villa María, General Rojo y Barker, respectivamente, de ciclo simple a ciclo combinado, siendo autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI, razón por la cual se inició la depreciación de los costos de adquisición y construcción de cada planta relacionados con los ciclos combinados.

La depreciación de las turbinas, maquinarias, calderas, transformador eléctrico y equipos que conforman las Centrales Termoeléctricas comienza en el momento en que cada planta obtiene la autorización para realizar operaciones comerciales. A tales efectos, la Sociedad utiliza el método de las unidades de producción, reconociendo la respectiva depreciación como costo de ventas del ejercicio. Este método da lugar a un cargo de depreciación, basado en la utilización de cada Central Termoeléctrica, el cual podría ser nulo cuando no tenga lugar ninguna actividad de generación. Las edificaciones que conforman las centrales son depreciadas en 30 años utilizando el método de línea recta. El valor de libros del terreno donde están asentadas las Centrales Termoeléctricas no es depreciado.

La vida útil estimada de los ciclos combinados es de 200.000 horas y adicionalmente, la Emisora ha considerado un valor aproximado del 22% del costo de las Centrales Termoeléctricas como valor residual el cual no está sujeto a depreciación.

Para las restantes partidas de propiedad, planta y equipo (distintas a las plantas) se estimó una vida útil de 3 años en el caso de los equipos de computación; para los rodados, 5 años, y para herramientas, muebles y útiles e instalaciones, 10 años.

Valor recuperable de activos no financieros

La Emisora evalúa la recuperabilidad de los activos no financieros cuando hechos o cambios en las circunstancias actuales de mercado pudieran indicar que el valor de un activo o de un grupo de activos puede no ser recuperable. El valor contable de un activo es ajustado al valor recuperable del mismo en caso de que el neto contabilizado en libros exceda este valor. El valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo (UGE) es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos de venta. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja la evaluación actual del mercado del valor tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo o UGE. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, éste último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la consiguiente pérdida en el estado del resultado.

Impuesto a las ganancias actual y diferido

La Emisora aplica el método de lo diferido para reconocer los efectos contables del impuesto a las ganancias. El cargo por impuesto a las ganancias de cada ejercicio está compuesto por el gasto por impuesto corriente, determinado en base a las normas tributarias aplicables, y por el cargo o beneficio por el impuesto diferido, incluyendo la incertidumbre sobre tratamientos fiscales de impuesto a las ganancias.

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y las bases fiscales de los activos y pasivos utilizadas para determinar la ganancia fiscal.

El pasivo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias temporarias imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Emisora disponga de ganancias fiscales futuras contra las que pueda utilizar esas diferencias temporarias deducibles, por lo que el importe en libros de un activo por impuesto diferido se somete a revisión a cada fecha en que se emiten estados financieros para determinar su recuperabilidad.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se miden a las tasas fiscales que se espera se apliquen en el ejercicio en el que el pasivo se cancele o el activo se realice, basándose en las tasas y leyes fiscales que al cierre del ejercicio sobre el que se informa hayan sido aprobadas o se encuentren sustancialmente aprobadas.

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional ha promulgado y publicado la Ley Nro. 27.430 (LIG) que introdujo modificaciones en el impuesto a las ganancias. Entre las más relevantes, se destaca la reducción de la tasa del impuesto para sociedades de capital y establecimientos permanentes del 35% al 30% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 2020. Se dispone asimismo que los dividendos distribuidos a personas humanas y a beneficiarios del exterior por los citados sujetos a partir de los ejercicios indicados estarán gravados con una tasa del 7% y 13%, respectivamente.

Posteriormente, la Ley Nro. 27.630 promulgada el 16 de junio de 2021, dejó sin efecto la reducción generalizada de las alícuotas explicadas anteriormente, e introdujo un sistema de alícuotas por escalas que estará vigente para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2021, las cuales se actualizan anualmente en función de la variación del índice de precios al consumidor nivel general (IPC) medidas a octubre de cada año:

Los montos ajustados vigentes para el ejercicio iniciado a partir del 1° de enero de 2022 son los siguientes:

Ganancia neta imponible acumulada		Importe a pagar \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Desde \$	Hasta \$			
\$ 0	\$ 7.604.949	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 7.604.950	\$ 76.049.486	\$ 1.901.237	30%	\$ 7.604.949
\$ 76.049.487	Sin tope	\$ 22.434.598	35%	\$ 76.049.486

Los montos previstos en esta escala se ajustarán anualmente a partir del 1° de enero de 2022, en función de la variación del índice de precios al consumidor nivel general (IPC) medidas a octubre de cada año.

Asimismo, quedó unificada en el 7% la tasa aplicable a los dividendos sobre utilidades generadas en ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018.

La mencionada Ley 27.430, posteriormente modificada por la Ley Nro. 27.468, establece la obligatoriedad, para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, de deducir o de incorporar al resultado impositivo, el ajuste por inflación calculado en base al procedimiento descrito en la Ley del Impuesto a las ganancias, solo en la medida en que se verifique que la variación en el índice de precios al consumidor nivel general (IPC) acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida supera el 100%.

Durante los primeros tres ejercicios a partir de su entrada en vigencia (ejercicios iniciados el 1 de enero de 2018), el ajuste por inflación impositivo fue aplicable en la medida que la variación del IPC para cada uno de ellos superó el 55%; 30% y 15% respectivamente.


La Ley Nro. 27.541, la cual fue reglamentada por el Decreto 99/2019, también introdujo modificaciones al ajuste por inflación impositivo. A partir de dichas modificaciones, el ajuste por inflación resultante ya sea positivo o negativo, se imputó en seis partes iguales, computándose el primer sexto en el año al cual corresponde el cálculo y los cinco sextos restantes en los inmediatamente posteriores. A partir de los ejercicios iniciados el 1° de enero de 2021, el monto del ajuste por inflación impositivo se imputó en el mismo ejercicio.

Estados Financieros

Estado de resultados y otros resultados integrales

	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
	(12 meses)		
	(en miles de Pesos)		
Ventas	26.770.678	20.086.093	11.039.385
Costo de ventas	(6.669.806)	(4.704.812)	(2.495.999)
Ganancia bruta	20.100.872	15.381.281	8.543.386
Gastos de comercialización	(228.508)	(152.261)	(58.516)
Gastos de administración	(744.387)	(501.168)	(271.790)
Otros ingresos y egresos, netos	-	9.404	-
Ganancia operativa	19.127.977	14.737.256	8.213.080
Ingresos financieros	5.445.062	1.898.813	4.243.293
Egresos financieros	(17.292.761)	(10.408.422)	(8.398.607)
Resultados financieros, netos	(11.847.699)	(8.509.609)	(4.155.314)
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	7.280.278	6.227.647	4.057.766
Cargo por impuesto a las ganancias	(1.485.574)	(1.339.885)	(1.747.303)
Ganancia del periodo	5.794.704	4.887.762	2.310.463
Otro resultado integral			
Ítems que no se van a revertir contra resultados en el futuro			
Diferencia por conversión	11.257.860	1.927.157	1.158.374
Otro resultado integral del periodo	11.257.860	1.927.157	1.158.374
Ganancia integral del periodo	17.052.564	6.814.919	3.468.837

Estado de situación financiera y de cambios en el patrimonio


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado

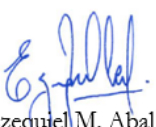
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
	(en miles de Pesos)		
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	159.343.944	94.645.378	79.522.320
Materiales y repuestos	-	-	689.012
Préstamos financieros	8.471.248	4.656.785	3.606.043
Créditos impositivos y aduaneros	354.310	215.410	109.276
Otros créditos	705.609	503.639	511.205
Total del activo no corriente	168.875.111	100.021.212	84.437.856
ACTIVO CORRIENTE			
Materiales y repuestos	2.847.906	1.290.963	-
Créditos impositivos y aduaneros	1.639.100	272.105	558.492
Otros créditos	1.130.002	663.476	495.000
Cuentas por cobrar comerciales	11.541.851	4.421.043	7.503.679
Inversiones	533.371	-	-
Efectivo y equivalente de efectivo	13.905.143	6.452.767	2.978.784
Total del activo corriente	31.597.373	13.100.354	11.535.955
Total del activo	200.472.484	113.121.566	95.973.811
PATRIMONIO			
Capital social	468.160	468.160	468.160
Prima de emisión	(424.764)	(424.764)	(424.764)
Reserva legal	221.466	190.783	91.004
Reserva facultativa	20.681.191	4.134.853	181.554
Resultados no asignados	7.515.209	7.723.173	5.187.209
Reserva por conversión	1.751.929	1.068.422	842.545
Patrimonio	30.213.191	13.160.627	6.345.708
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	6.935.381	2.908.267	1.284.847
Deudas fiscales	571.048	492.041	369.414
Deudas financieras	126.521.347	81.795.378	68.708.693
Cuentas por pagar	-	-	287.962
Total del pasivo no corriente	134.027.776	85.195.686	70.650.916
PASIVO CORRIENTE			
Deudas financieras	31.858.467	12.014.117	4.138.391
Otros pasivos	190.201	111.666	75.694
Deudas fiscales	298.287	198.753	186.687
Cuentas por pagar	3.884.562	2.440.717	14.576.415
Total de pasivo corriente	36.231.517	14.765.253	18.977.187
Total del pasivo	170.259.293	99.960.939	89.628.103
Total del pasivo y del patrimonio	200.472.484	113.121.566	95.973.811

Estado de flujo de efectivo

	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
	(en miles de Pesos)		
Ganancia del período	5.794.704	4.887.762	2.310.463
Ajustes correspondientes a partidas que no generan ni consumen fondos:			
Impuesto a las ganancias devengado	1.485.574	1.339.885	1.747.303
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	2.990.275	2.481.247	1.376.924
Intereses devengados	8.493.214	7.405.761	4.248.716
Diferencia de cambio	3.443.280	772.185	20.679.371
Resultado de los cambios en el valor razonable de los activos financieros	88.795	-	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar comerciales	(7.586.569)	4.981.263	(3.788.126)
(Aumento) disminución en otros créditos	(674.650)	57.141	283.605
(Aumento) disminución en créditos impositivos y aduaneros	(1.633.069)	1.202.906	1.843.190
Aumento en materiales y repuestos	(1.556.943)	(278.084)	(21.753)
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	1.534.168	(2.874.876)	2.986.151
Aumento en otros pasivos	75.579	16.312	8.996
Aumento en deudas fiscales	416.921	45.394	(66.736)
Aumento en créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad planta y equipo	0	(1.022.653)	(304.606)
Diferencia de conversión	6.227.196	331.663	(20.772.773)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	19.098.475	19.345.906	10.530.725
Actividades de inversión			
Pagos por compra de propiedad, planta y equipo	(198.183)	(12.924.479)	(1.903.534)
Baja de activos fijos	119	0	0
Pagos por adquisición de inversiones	(622.166)	0	0
Cobro de intereses y otros resultados financieros	1.321.319	1.049.721	127.167
Flujo neto de efectivo generado por (aplicado a) las actividades de inversión	501.089	(11.874.758)	(1.776.367)
Actividades de financiación			
Pago de capital de obligaciones negociables	(13.238.617)	(2.518.519)	0
Préstamos financieros recibidos	96.171	2.434.565	1.607.420
Fondos recibidos por la emisión de nuevas obligaciones negociables	10.917.298	6.067.523	20.130
Pago de capital por préstamos financieros recibidos	0	(1.448.960)	(2.268.974)
Pago de arrendamientos financieros	(3.151)	(7.608)	0
Pago de intereses y gastos financieros	(10.585.838)	(8.271.209)	(6.691.625)
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	(12.814.137)	(3.744.208)	(7.333.049)
Aumento neto del efectivo	6.785.427	3.726.940	1.421.309
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	6.452.767	2.978.784	1.265.224
Diferencia de cambio generada por el efectivo	666.949	(252.957)	292.251
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	13.905.143	6.452.767	2.978.784
Aumento neto del efectivo	6.785.427	3.726.940	1.421.309

b) Indicadores Financieros

A continuación, se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de la Emisora, con información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2020.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Índice	Determinación	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Solvencia	<u>Patrimonio neto</u> Pasivo total	17,75%	13,17%	7,08%
Liquidez corriente	<u>Activo corriente</u> Pasivo corriente	87,21%	88,72%	60,79%
Inmovilización inmediata	<u>Activo no corriente</u> Activo total	84,24%	88,42%	87,98%
Rentabilidad	<u>Resultado</u> Patrimonio neto (promedio)	26,72%	50,11%	50,10%

1) Solvencia:

El índice de solvencia indica la capacidad de pago de la Emisora, exponiéndola como la relación entre el patrimonio neto y el total de pasivos de la Emisora.

2) Liquidez corriente:

El índice de liquidez corriente muestra la capacidad que tiene la Emisora para afrontar sus obligaciones con vencimiento en el corto plazo. Se expone como la relación entre el activo corriente y el pasivo corriente.

3) Inmovilización inmediata:

El índice de inmovilización inmediata muestra la relación entre la inversión efectuada por la Emisora en activos fijos y otros activos no corrientes sobre el total del activo.

4) Rentabilidad:

El índice de rentabilidad se expone como la relación entre el resultado del ejercicio o periodo sobre el patrimonio neto promedio total de la Emisora. Este índice muestra el retorno que se obtiene en dicho ejercicio o periodo sobre la inversión de los accionistas.

Indicadores Financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021

El índice de solvencia de la Emisora al 31 de diciembre de 2022 era de 17,75%, comparado con el 13,17% correspondiente al 31 de diciembre de 2021. Dicho incremento se debe principalmente al incremento del patrimonio neto por el resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

El índice de liquidez corriente de la Emisora al 31 de diciembre de 2022 era de 87,21%, comparado con el 88,72% correspondiente al 31 de diciembre de 2021. Dicho incremento se debe principalmente al aumento del saldo de las cuentas por cobrar comerciales durante el ejercicio 2022, el incremento de efectivo y equivalente de efectivo al 31 de diciembre de 2022, compensando parcialmente con el incremento de las deudas financieras de corto plazo.

El índice de inmovilización inmediata de la Emisora al 31 de diciembre de 2022 era de 84,24%, comparado con el 88,42% correspondiente al 31 de diciembre de 2021. Dicha disminución se debe principalmente al incremento del activo corriente, compensado en parte por el incremento en Propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2022.

El índice de rentabilidad de la Emisora al 31 de diciembre de 2022 era de 26,72% y 50,11% al 31 de diciembre de 2021, como consecuencia de la mayor ganancia del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022.

Indicadores Financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020

El índice de solvencia de la Emisora al 31 de diciembre de 2021 era de 13,17%, comparado con el 7,08% correspondiente al 31 de diciembre de 2020. Dicho incremento se debe principalmente al incremento del

patrimonio neto por el resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El índice de liquidez corriente de la Emisora al 31 de diciembre de 2021 era de 88,72%, comparado con el 60,79% correspondiente al 31 de diciembre de 2020. Dicho incremento se debe principalmente al pago de cuentas por pagar comerciales durante el ejercicio 2021, el incremento de efectivo y equivalente de efectivo al 31 de diciembre de 2021, compensando parcialmente con el incremento de las deudas financieras de corto plazo.

El índice de inmovilización inmediata de la Emisora al 31 de diciembre de 2021 era de 88,42%, comparado con el 87,98% correspondiente al 31 de diciembre de 2020. Dicho incremento se debe principalmente al incremento de Propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2021.

El índice de rentabilidad de la Emisora al 31 de diciembre de 2021 era de 50,11% y 50,10% al 31 de diciembre de 2020, como consecuencia de la mayor ganancia del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

COVID-19

En diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (COVID-19) fue reportada en Wuhan, China. Desde entonces, el COVID-19 se propagó por más de 150 países, incluyendo Argentina. Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el estado de pandemia a nivel global.

La mayoría de los gobiernos, incluida Argentina, tomaron medidas estrictas para ayudar a contener la propagación del virus, incluido el cierre de las fronteras del país; la reducción drástica del transporte por aire, agua, ferrocarril y carretera, aislamiento de la población, cuarentena y restricciones de libre circulación, y cierre de negocios.

Estas medidas generaron la ralentización o suspensión de la mayoría de las actividades no esenciales y, consecuentemente, afectó de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a la interrupción o ralentización de las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica.


La actividad principal de la Emisora ha sido clasificada como esencial por el Gobierno Nacional y, por lo tanto, desde el inicio de la pandemia COVID-19, la Emisora ha continuado operando sin que esta situación afectara los ingresos por potencia contratada, su principal fuente de ingresos. Al 31 de diciembre de 2021, los plazos promedio de cobro de las cuentas por cobrar comerciales no han variado significativamente.

A pesar de que mediante el Decreto Nro. 678/2021, el Gobierno eliminó o modificó gran parte de las restricciones mencionadas anteriormente, la propagación del nuevo COVID-19, ha tenido y creemos continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para la Emisora. De todos modos, la Dirección de la Emisora continuará monitoreando la propagación de COVID-19 y los riesgos relacionados.

Se informa que la Emisora no es beneficiaria de ninguna disposición del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción, ni de ningún otro plan o programa del gobierno con relación al pago de sueldos. Asimismo, la Emisora accedió a la moratoria impositiva integral, Ley 27.562, establecida por el Gobierno Argentino.

c) Capitalización y endeudamiento

En la siguiente tabla se consigna nuestra tenencia de efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de la Emisora conforme a las NIIF a las fechas indicadas.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
	(en miles de Pesos)		
PATRIMONIO			
Capital social	468.160	468.160	468.160
Prima de emisión	(424.764)	(424.764)	(424.764)
Reserva legal	221.466	190.783	91.004
Reserva facultativa	20.681.191	4.134.853	181.554
Resultados no asignados	7.515.209	7.723.173	5.187.209
Reserva por conversión	1.751.929	1.068.422	842.545
Patrimonio	30.213.191	13.160.627	6.345.708
ENDEUDAMIENTO			
Deuda financiera a largo plazo			
Obligaciones negociables	[1] 123.593.315	80.302.250	68.708.693
Deuda por arrendamiento financiero	1.412	6.076	-
Préstamos financieros	2.926.620	1.487.052	-
Deuda a largo plazo	126.521.347	81.795.378	68.708.693
Deuda financiera a corto plazo			
Obligaciones negociables	[1] 31.853.803	12.010.264	3.556.300
Deuda por arrendamiento financiero	4.664	3.151	2.576
Préstamos financieros	-	702	579.515
Deuda a corto plazo	31.858.467	12.014.117	4.138.391
Endeudamiento total	158.379.814	93.809.495	72.847.084
Total capitalización	188.593.005	106.970.122	79.192.792

[1] Endeudamiento garantizado largo plazo 80% y corto plazo 20%.

La variación que se observa en el endeudamiento entre el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 se debe a la devaluación del Peso sobre el endeudamiento denominado en Dólares Estadounidenses de la Emisora, a la emisión de Obligaciones Negociables Clase I y II realizada por la Emisora el 6 de agosto de 2021, a la emisión de Obligaciones Negociables Clase III realizada por la Emisora el 21 de diciembre de 2021 y a la toma y cancelación de préstamos financieros.

La variación que se observa en el endeudamiento entre el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021 se debe a la devaluación del Peso sobre el endeudamiento denominado en Dólares Estadounidenses de la Emisora, a la emisión de Obligaciones Negociables Clase IV realizada por la Emisora el 20 de mayo de 2022, a la emisión de Obligaciones Negociables Clase V realizada por la Emisora el 22 de julio de 2022, a la emisión de Obligaciones Negociables Clase VI realizada por la Emisora el 2 de noviembre de 2022 y a la toma y cancelación de préstamos financieros.


Para mayor información, véase el apartado “*Endeudamiento*” más adelante en esta sección.

d) Capital social

A la fecha del presente Prospecto, el capital social de la Emisora se encuentra representado por 468.160 miles acciones ordinarias de ARS 1,00 valor nominal cada una con derecho a un voto por acción, las cuales se encuentran emitidas e integradas en su totalidad. La Emisora no posee acciones autorizadas a la oferta pública.

e) Cambios significativos

Desde el cierre de nuestros estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 han tenido lugar los siguientes cambios significativos:


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Con fecha 12 de enero de 2023, la Emisora emitió sus Obligaciones Negociables Clase VII por un monto de US\$ 15.100.000 a una tasa de 7,5% nominal anual, con vencimiento a los 24 meses de la fecha de emisión.

Con fecha 6 de febrero de 2023, la Emisora efectuó, en la fecha de vencimiento, el repago del 100% del capital de las Obligaciones Negociables Clase I.

Con fecha 28 de febrero de 2023, la Emisora realizó el pago de la cuota de capital prevista para esa fecha bajo el Bono Internacional 2024, por un monto de US\$ 25.030.000.

Con fecha 14 de marzo de 2023 la sociedad ejerció la opción de rescate de la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase II.

Más allá de lo mencionado precedentemente, no han ocurrido cambios significativos en la situación patrimonial y financiera de la Emisora con posterioridad al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

f) **Reseña y perspectiva operativa y financiera**

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

La tabla siguiente refleja los resultados de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021.


	31/12/2022	31/12/2021	Variación	Variación
	(12 meses)			%
	(en miles de Pesos)			
Ventas	26.770.678	20.086.093	6.684.585	33%
Costo de ventas	(6.669.806)	(4.704.812)	(1.964.994)	42%
Ganancia bruta	20.100.872	15.381.281	4.719.591	31%
Gastos de comercialización	(228.508)	(152.261)	(76.247)	50%
Gastos de administración	(744.387)	(501.168)	(243.219)	49%
Otros ingresos y egresos, netos	-	9.404	(9.404)	
Ganancia operativa	19.127.977	14.737.256	4.390.721	30%
Ingresos financieros	5.445.062	1.898.813	3.546.249	187%
Egresos financieros	(17.292.761)	(10.408.422)	(6.884.339)	66%
Resultados financieros, netos	(11.847.699)	(8.509.609)	(3.338.090)	39%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	7.280.278	6.227.647	1.052.631	17%
Cargo por impuesto a las ganancias	(1.485.574)	(1.339.885)	(145.689)	11%
Ganancia del periodo	5.794.704	4.887.762	906.942	19%

Ventas

Las ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de \$26.770.678 miles, comparado con los \$20.086.93 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$6.684.585 miles (o 33%). Este incremento fue atribuible principalmente a la diferencia en el tipo de cambio entre los períodos comparados dado el precio de venta en dólares según los contratos de PPA y a la mayor disponibilidad, compensado parcialmente por una disminución producto del menor despacho de energía.

Costo de Ventas

Los costos de ventas incluyen los costos directos relativos a la generación de energía, tales como (i) mantenimiento, (ii) sueldos, jornales y cargas sociales y otros gastos del personal, (iii) seguros, (iv) impuestos, tasas y servicios y (v) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

El costo de ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de \$6.669.806 miles, comparado con los \$4.704.812 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$1.964.994 miles (o 42%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) mayores depreciaciones como consecuencia del incremento del tipo de cambio promedio entre los períodos comparados (\$559.129 miles), (ii) un incremento del costo del contrato de mantenimiento con General Electric, nominado en dólares, como consecuencia del incremento de la inflación americana en el índice de salarios y en el índice de metales e industria de commodities, entre los períodos comparados (\$459.200 miles), (iii) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial por mayor inflación (\$363.987) y (IV) un incremento en otros costos como seguros, gastos de venta e impuestos y tasas afectados por el aumento en el tipo de cambio promedio entre los períodos comparados.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de \$20.100.872miles, comparado con los \$15.381.281miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$4.719.591 miles (o 31%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

Gastos de comercialización

Se incluyen en esta categoría los sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal comercial y otros gastos del personal, honorarios profesionales, movilidad y viáticos, teléfono y comunicaciones y gastos institucionales, entre otros.

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$228.508 miles, comparado con los \$152.261 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$76.247 miles (o 50%). Este incremento fue atribuible principalmente al aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial, compensado parcialmente por una disminución de gastos institucionales.

Gastos de administración

Están comprendidos dentro de esta categoría los gastos tales como (i) sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal administrativo y otros gastos del personal, (ii) honorarios profesionales, (iii) impuestos tasas y servicios, (iv) alquileres, (v) teléfono y comunicaciones, y (vi) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$744.387miles, comparado con los \$501.168 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$243.219 miles (o 49%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial, (ii) un incremento en los gastos asociados a los honorarios profesionales, y (iii) un incremento en los impuestos municipales, compensado parcialmente por una disminución de gastos institucionales e impuesto a los débitos y créditos bancarios.

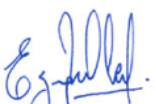
Resultados financieros netos

Están comprendidos dentro de esta categoría (i) los intereses financieros ganados y perdidos, (ii) la diferencia de cambio neta, y (iii) los gastos de financiamiento.

Los resultados financieros netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 reflejaron una pérdida de \$11.847.699 miles, comparado con una pérdida de \$8.509.609 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$3.338.090 miles (o 39%). Este incremento fue atribuible principalmente al aumento de los intereses financieros imputados en resultados durante el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2022, y al impacto del tipo de cambio sobre la deuda financiera de la Emisora nominada en dólares.

Impuesto a las ganancias

El cargo correspondiente al impuesto a las ganancias de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de \$1.485.574, comparado con el cargo de \$1.339.885 registrado en el ejercicio finalizado el 31


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de diciembre de 2021. La tasa efectiva del impuesto para la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 20%.

Ganancia neta

Por los motivos descritos anteriormente, la ganancia neta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de \$5.794.704 miles, comparado con los \$4.887.762 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$906.942 miles (o 19%), atribuible a las razones descritas anteriormente.

EBITDA - Reconciliación con Ganancia Neta

La siguiente tabla concilia el EBITDA con la ganancia del ejercicio de la Emisora:

	31/12/2022	31/12/2021
	(en miles de Pesos)	
Ganancia del período	5.794.704	4.887.762
Resultados financieros, netos	11.847.699	8.509.609
Impuesto a las ganancias	1.485.574	1.339.885
Depreciaciones	2.990.275	2.481.247
EBITDA	22.118.252	17.218.503

El EBITDA de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de \$22.118.252 miles, comparado con \$17.218.503 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que equivale a un incremento de \$4.899.749 (o 28%). Este incremento se debe principalmente al incremento de ventas, compensado parcialmente por el incremento de costo de ventas y gastos de comercialización y administración.

El Margen de EBITDA sobre ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 83%.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

La tabla siguiente refleja los resultados de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020.

	31/12/2021	31/12/2020	Variación	Variación
	(12 meses)			
	(en miles de Pesos)			%
Ventas	20.086.093	11.039.385	9.046.708	82%
Costo de ventas	(4.704.812)	(2.495.999)	(2.208.813)	88%
Ganancia bruta	15.381.281	8.543.386	6.837.895	80%
Gastos de comercialización	(152.261)	(58.516)	(93.745)	160%
Gastos de administración	(501.168)	(271.790)	(229.378)	84%
Otros ingresos y egresos, netos	9.404	-	9.404	
Ganancia operativa	14.737.256	8.213.080	6.524.176	79%
Ingresos financieros	1.898.813	4.243.293	(2.344.480)	-55%
Egresos financieros	(10.408.422)	(8.398.607)	(2.009.815)	24%
Resultados financieros, netos	(8.509.609)	(4.155.314)	(4.354.295)	105%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	6.227.647	4.057.766	2.169.881	53%
Cargo por impuesto a las ganancias	(1.339.885)	(1.747.303)	407.418	-23%
Ganancia del período	4.887.762	2.310.463	2.577.299	112%

Ventas

Las ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$20.086.093 miles, comparado con los \$11.039.385 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$9.046.708 miles (o 82%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) el incremento de las ventas producto de la activación de la Resolución 287, dado que en el mes de agosto de 2020 se completaron los proyectos de expansión y conversión de las centrales termoeléctricas Villa María y General Rojo de ciclo simple a ciclo combinado y en el mes de octubre de 2020 se completó el de la central termoeléctrica Barker (\$7.017.100 miles), y (ii) la diferencia en el tipo de cambio entre los períodos comparados dado el precio de venta en dólares según los contratos de PPA (\$2.057.083 miles).

Costo de Ventas

Los costos de ventas incluyen los costos directos relativos a la generación de energía, tales como (i) mantenimiento, (ii) sueldos, jornales y cargas sociales y otros gastos del personal, (iii) seguros, (iv) impuestos, tasas y servicios y (v) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

El costo de ventas de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$4.704.812 miles, comparado con los \$2.495.999 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$2.208.813 miles (o 88%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) mayores depreciaciones como consecuencia de un mayor volumen de despacho (\$659.642 miles) y del incremento del tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados (\$445.428 miles), (ii) un incremento del costo del contrato de mantenimiento con General Electric, nominado en dólares, generado por un incremento del tipo de cambio promedio entre los ejercicios comparados (\$142.361 miles) y un incremento por el impacto del mayor despacho, (iii) un incremento en los gastos directos de venta, los gastos en repuestos y consumibles y mantenimiento de equipos, como consecuencia de la expansión y conversión a ciclo combinado de las centrales y su consecuente impacto en el despacho (\$579.594 miles), (iv) un incremento del costo de seguros (\$88.138 miles) como consecuencia de la incorporación de las turbinas del ciclo combinado de las centrales de Villa María, General Rojo y Barker y (v) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial, y en menor medida, al aumento de nómina en línea con el avance de la puesta en marcha del ciclo combinado (\$170.819 miles).

Ganancia Bruta

La ganancia bruta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$15.381.281 miles, comparado con los \$8.543.386 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$6.837.895 miles (o 80%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

Gastos de comercialización

Se incluyen en esta categoría los sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal comercial y otros gastos del personal, honorarios profesionales, movilidad y viáticos, teléfono y comunicaciones y gastos institucionales, entre otros.

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$152.261 miles, comparado con los \$58.516 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$93.745 miles (o 160%). Este incremento fue atribuible principalmente a un incremento de los honorarios profesionales asociado a la habilitación de los ciclos combinados y en menor medida al aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial.

Gastos de administración

Están comprendidos dentro de esta categoría los gastos tales como (i) sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal administrativo y otros gastos del personal, (ii) honorarios profesionales, (iii) impuestos tasas y servicios, (iv) alquileres, (v) teléfono y comunicaciones, y (vi) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a \$501.168 miles,

comparado con los \$271.790 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$229.378 miles (o 84%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un incremento de los gastos en honorarios profesionales (\$45.464 miles), (ii) mayor impuesto a los débitos y créditos bancarios (\$72.310 miles), y (iii) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial.

Resultados financieros netos

Están comprendidos dentro de esta categoría (i) los intereses financieros ganados y perdidos, (ii) la diferencia de cambio neta, y (iii) los gastos de financiamiento.

Los resultados financieros netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 reflejaron una pérdida de \$8.509.609 miles, comparado con una pérdida de \$4.155.314 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$4.354.295 miles (o 105%). Este incremento fue atribuible principalmente al aumento de los intereses financieros imputados en resultados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido a la finalización de la conversión de las centrales a ciclo combinado.

Impuesto a las ganancias

El cargo correspondiente al impuesto a las ganancias de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$1.339.885, comparado con el cargo de \$1.747.303 registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La tasa efectiva del impuesto para la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue del 22%.

Ganancia neta

Por los motivos descriptos anteriormente, la ganancia neta de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$4.887.762 miles, comparado con los \$2.310.463 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$2.577.299 miles (o 112%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

La siguiente tabla concilia el EBITDA con la ganancia del ejercicio de la Emisora:

	31/12/2021	31/12/2020
	(en miles de Pesos)	
Ganancia del período	4.887.762	2.310.463
Resultados financieros, netos	8.509.609	4.155.314
Impuesto a las ganancias	1.339.885	1.747.303
Depreciaciones	2.481.247	1.376.924
EBITDA	17.218.503	9.590.004


El EBITDA de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$17.218.503 miles, comparado con \$9.590.004 miles del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, lo que equivale a un incremento de \$7.628.499 miles (o 80%). Este incremento se debe principalmente al incremento de las ventas dada la finalización de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado de las centrales Villa María y General Rojo, que fueron autorizadas para realizar operaciones comerciales con SADI con fecha 15 de agosto y 20 de agosto de 2020, respectivamente y la central Barker, autorizada con fecha 30 de octubre de 2020.

El Margen de EBITDA sobre ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue del 86%.

Liquidez y Recursos de Capital

Nuestros requisitos de capital alcanzan en primera medida a los costos operativos y de mantenimiento relativos a nuestros activos operativos y pagos del servicio de deuda. Nuestras fuentes principales de liquidez y de recursos de capital constituyen los fondos que surgen a partir de nuestra actividad de generación de energía, del acceso de mercados de capitales de deuda y, en menor medida, del mercado crediticio bancario y los aportes de capital.

En los meses siguientes y durante el año 2024, la Emisora continuará con su estrategia de desapalancamiento


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

de su deuda internacional y local. Respecto de su deuda internacional, la Emisora continuará pagando el Bono Internacional 2024, utilizando para ello, los fondos obtenidos de las emisiones de obligaciones negociables en el mercado local, denominadas, suscriptas y pagaderas en dólares estadounidenses, en línea con la normativa de refinanciación de deudas dictada por el BCRA.

Flujo de efectivo

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

	31/12/2022 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	6.452.767
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	19.098.475
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	501.089
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	(12.814.137)
Diferencia de cambio generada por el efectivo	666.949
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	13.905.143

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por \$22.295.842 miles, menos un aumento en las cuentas por cobrar comerciales por \$7.586.569 miles, menos un aumento en créditos impositivos y aduaneros por \$1.633.069, menos un aumento de materiales y repuestos por \$1.556.943 miles, menos un aumento en otros créditos por \$674.650 miles, más un incremento de otros pasivos por \$75.579, más un aumento en deudas fiscales por \$416.921, más un aumento en cuentas por pagar por \$1.534.168 miles, y más una diferencia de conversión por \$6.227.196 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos por \$198.183 miles y al pago por adquisición de inversiones por \$622.166 miles, menos el cobro de intereses por \$1.321.319 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y otros gastos financieros por \$10.585.838 miles, más el pago de capital de obligaciones negociables por \$13.238.617 miles y pago de arrendamientos financieros por \$3.151 miles, menos los préstamos financieros recibidos por \$96.171 miles y los fondos recibidos por la emisión de las nuevas obligaciones negociables por \$10.917.298 miles.


Al cierre del ejercicio la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de \$13.905.143 miles.

Flujo de efectivo

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

	31/12/2021 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	2.978.784
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	19.345.906
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	(11.874.758)
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	(3.744.208)
Diferencia de cambio generada por el efectivo	(252.957)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	6.452.767


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por \$16.886.840 miles, más una disminución en las cuentas por cobrar comerciales por \$4.981.263 miles, más una disminución en créditos impositivos y aduaneros por \$1.202.906, una disminución en otros créditos por \$57.141 miles, más un aumento de otros pasivos por \$16.312, más un aumento en deudas fiscales por \$45.394, menos una disminución en cuentas por pagar por \$2.874.876 miles, menos un aumento en los créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipos por \$1.022.653 miles y un aumento de materiales y repuestos por \$278.084 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos por \$12.294.479 miles, menos el cobro de intereses por \$1.049.721 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y otros gastos financieros por \$8.271.209 miles, más el pago de capital de obligaciones negociables por \$2.518.519 miles, más el pago de capital por préstamos financieros recibidos por \$1.448.960 miles y pago de arrendamientos financieros por \$7.608 miles, menos los préstamos financieros recibidos por \$2.434.565 miles y los fondos recibidos por la emisión de las nuevas obligaciones negociables por \$6.067.523 miles.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de \$6.452.767 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

	31/12/2020 (en miles de Pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.265.224
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	10.530.725
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	(1.776.367)
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	(7.333.049)
Diferencia de cambio generada por el efectivo	292.251
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	2.978.784

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por \$30.362.777 miles, más un aumento en las cuentas por pagar por \$2.986.151 miles, más un aumento de otros pasivos por \$8.996 miles, más una disminución en créditos impositivos y aduaneros por \$1.843.190 miles, más una disminución en otros créditos por \$283.605 miles, menos un aumento en cuentas por cobrar comerciales por \$3.788.126 miles, un aumento de materiales y repuestos por \$21.753 miles, una disminución en deudas fiscales por \$66.736 miles y menos un aumento en los créditos impositivos y aduaneros por pagos de impuestos recuperables originados en la compra de propiedad, planta y equipos por \$304.606 miles.

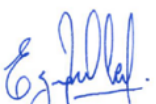
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al pago por las compras de propiedad, planta y equipos, neto de intereses activados por \$1.903.534 miles, menos el cobro de intereses por \$127.167 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y otros gastos financieros por \$6.691.625 miles, más el pago de capital por préstamos financieros recibidos por \$2.268.974 miles, menos los préstamos financieros recibidos por \$1.607.420 miles y los fondos recibidos por la emisión de las nuevas obligaciones negociables por \$20.130 miles.

Al cierre del ejercicio la posición de efectivo y equivalente de efectivo era de \$2.978.784 miles.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Capital de trabajo negativo

La Sociedad presenta al 31 de diciembre de 2022 un capital de trabajo negativo de miles \$4.634.144, debido principalmente a las obligaciones incurridas y no vencidas, relacionadas con el pago de capital de la obligación negociables emitida el 7 de mayo de 2020 (ver Nota 11.b de los Estados Financieros al 30 de junio de 2022). La Dirección supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez y mantiene líneas de crédito a corto plazo para cubrir las necesidades operacionales. Adicionalmente, estima que el ciclo combinado continuará generando un mayor flujo de caja y permitirá cumplir con las obligaciones asumidas. Por tal motivo, la Dirección considera que el pago de pasivos corrientes de la Sociedad ocurrirá según lo requerido.

En el corto plazo, las expectativas de mejora dependen de las amortizaciones trimestrales de las obligaciones negociables mencionadas. Por consiguiente, se prevé que, a medida que se vayan realizando los pagos de capital de la deuda, se irá reduciendo el capital de trabajo negativo que la Emisora presenta al 31 de diciembre de 2022, por lo cual, la mejora se irá dando en tanto la deuda siga su curso normal de vencimientos.

Endeudamiento

Nuestro endeudamiento al 31 de diciembre de 2022 ascendía a \$158.379.814 miles, correspondiente a nuestro pasivo corriente y no corriente por obligaciones negociables y préstamos financieros.

Deuda Financiera

Bono Internacional 2025

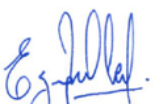
El 1° de febrero de 2018, la Emisora emitió y colocó en el mercado local e internacional obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto de capital de US\$ 600.000.000 (el "Bono Internacional 2025"). El capital pendiente de pago del Bono Internacional 2025 devenga intereses a una tasa fija de 6,875% nominal anual. Los intereses son pagaderos los 1° de febrero y 1° de agosto de cada año, comenzando el 1° de agosto de 2018 y finalizando en la fecha de vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. El capital será amortizado en un único pago al vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. Los términos y condiciones del Bono Internacional 2025 incluyen compromisos y eventos de incumplimiento usuales para financiamientos de esta naturaleza para emisores similares.

El pago en tiempo y forma del Bono Internacional 2025 se encuentra garantizado por un gravamen en primer grado de privilegio de la siguiente manera: (i) una prenda (*pledge*) sobre una cuenta de reserva para servicios de deuda y los fondos depositados en la misma, regida por ley norteamericana (la "Cuenta de Reserva"); y (ii) una prenda fija con registro regida por ley Argentina sobre las nueve (9) turbinas modelo GE LM6000-PC Sprint correspondientes al ciclo simple de nuestras centrales térmicas, cualquier póliza de seguro relacionada con las mismas y cualquier compensación y/o indemnización que pudiere corresponder a la Emisora como resultado de la expropiación de dichas turbinas. Según el contrato que rige los términos del Bono Internacional 2025, la Emisora debe mantener la Cuenta de Reserva totalmente fondeada en todo momento en efectivo y/o a través de una o más cartas de crédito de proporcionadas por instituciones financieras calificadas. Circunstancias macroeconómicas actuales y los controles de cambio pueden limitar nuestra capacidad de fondear la Cuenta de Reserva.

A la fecha del presente Prospecto, el valor nominal en circulación del Bono Internacional 2025 es US\$ 600.000.000.

Obligaciones Negociables Privadas 2023

Con fecha 30 de noviembre de 2018, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Privadas 2023, bajo el Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables de fecha 21 de noviembre de 2018 (el "Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables"), celebrado entre las Compañías, Citibank N.A., como agente de las obligaciones negociables, agente de pago y agente de registro, La Sucursal de Citibank, N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía, y los compradores ahí mencionados.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 tenían un plazo de 5 años y devengaban intereses trimestralmente a una tasa variable equivalente a la tasa LIBOR más un margen del 11,25%. Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 eran amortizadas trimestralmente en once cuotas iguales y consecutivas, a partir de la fecha en la que se cumplan 30 meses desde la fecha de emisión.

Las Obligaciones Negociables Privadas 2023 se encontraban garantizadas por: (i) una prenda con registro sobre los equipos relacionados al proyecto de conversión y expansión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, (ii) una cesión fiduciaria de los derechos de cobro bajo los contratos de compraventa de energía del ciclo combinado, los contratos de EPC ciclo combinado y ciertos seguros; y (iii) una prenda sobre la totalidad de las acciones de la Emisora de titularidad de MSU Energy Holdings Ltd. y MSU Energy Investments Ltd., representativas del 99,5348% del capital social y de los votos de la Emisora.

Con fecha 7 de mayo de 2020, las Obligaciones Negociables Privadas 2023 fueron íntegramente canceladas por la Emisora y refinanciadas mediante el Bono Internacional 2024.

Bono Internacional 2024

Con fecha 7 de mayo de 2020, la Emisora emitió obligaciones negociables con oferta pública en el mercado internacional y local por US\$ 250.300.000, con los cuales canceló en su totalidad las Obligaciones Negociables Privadas 2023. El Bono Internacional 2024 tiene un plazo de 4 años, venciendo el 28 de febrero de 2024. El capital del Bono Internacional 2024 será amortizado en 10 (diez) cuotas trimestrales consecutivas, comenzando el 30 de noviembre de 2021. El capital del Bono Internacional devenga intereses a una tasa variable equivalente a la suma de la Tasa LIBOR más un margen aplicable, nominal anual, calculado de la siguiente manera: (i) para cada día del período que comienza en la fecha de emisión (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2021 (exclusive), 11,95%, (ii) para cada día del período que comienza el último día del período mencionado en (i) anterior (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2022 (exclusive), 12,50%, y (iii) para cada día del período que comienza en el último día del período mencionado en (ii) anterior (inclusive) y finaliza en la fecha en que todas las sumas adeudadas bajo el bono sean íntegramente canceladas, 13,00%. Los intereses se pagarán trimestralmente a plazo vencido cada 28 de febrero, 30 de mayo, 30 de agosto y 30 de noviembre, comenzando el 30 de agosto de 2020.

El Bono Internacional 2024 se encuentra garantizado por: (i) una prenda con registro sobre los equipos relacionados al proyecto de conversión y expansión de nuestras centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, (ii) una cesión fiduciaria de los derechos de cobro bajo los contratos de compraventa de energía del ciclo combinado (excepto por el derecho de recibir cualquier pago, reembolso o reintegro de CAMMESA relacionado con costos de combustible), los contratos de EPC ciclo combinado y ciertos seguros; y (iii) una prenda sobre la totalidad de las acciones de la Emisora de titularidad de MSU Energy Holdings Ltd. y MSU Energy Investments Ltd., representativas del 99,5348% del capital social y de los votos de la Emisora.


A la fecha del presente Prospecto, el valor nominal en circulación del Bono Internacional 2024 es US\$ 100.120.000.

Por último, atento a que la Tasa LIBOR a 3 meses fue prorrogada hasta el mes de junio del año 2023, los intereses del Bono Internacional 2024 continúan siendo calculados con la mencionada tasa.

Obligaciones negociables Clase I y Clase II

Con fecha 6 de agosto de 2021, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta pública en el mercado local:

- Obligaciones negociables Clase I denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento a los 18 meses contados desde la fecha de emisión (las "Obligaciones Negociables Clase I"), por USD 12.631.473, con las siguientes características:
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 5,49%.
 - Fecha de vencimiento: 6 de febrero de 2023.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

- Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
- Fechas de pago de intereses: los intereses se pagarán trimestralmente, en forma vencida, a partir de la fecha de emisión y liquidación, en las siguientes fechas: 6 de noviembre de 2021, 6 de febrero de 2022, 6 de mayo de 2022, 6 de agosto de 2022, 6 de noviembre de 2022, y en la fecha de vencimiento de la Clase I, el 6 de febrero de 2023.
- Obligaciones negociables Clase II denominadas en UVA con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión (las "Obligaciones Negociables Clase II") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: 20.901.579 UVAs (equivalentes a US\$ 18.077.000 al valor UVA Inicial y al Tipo de Cambio Inicial)
 - Valor UVA Inicial: es \$ 83,73, correspondiente a la cotización de la UVA publicada por el BCRA para el 30 de julio de 2021.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 5,49%.
 - Fecha de vencimiento: 6 de agosto de 2023.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: los intereses se pagarán trimestralmente, en forma vencida, a partir de la fecha de emisión y liquidación, en las siguientes fechas: 6 de noviembre de 2021, 6 de febrero de 2022, 6 de mayo de 2022, 6 de agosto de 2022, 6 de noviembre de 2022, 6 de febrero de 2023, 6 de mayo de 2023, y en la fecha de vencimiento de la Clase II, el 6 de agosto de 2023.

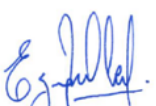
El 6 de febrero de 2023, las Obligaciones Negociables Clase I se amortizaron en su totalidad y el 14 de marzo de 2023, la Emisora ejerció la opción de rescate de las Obligaciones Negociables Clase II.

Obligaciones negociables Clase III

Con fecha 21 de diciembre de 2021, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta en el mercado local:

- Obligaciones negociables Clase III denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento el 21 de diciembre de 2023 (las "Obligaciones Negociables Clase III") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: USD 30.300.000.
 - Plazo: 1 año y 9 meses contados desde la fecha de emisión.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 7.35%.
 - Fecha de emisión: 21 de diciembre de 2021.
 - Fecha de vencimiento: 21 de diciembre de 2023.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: los intereses se pagarán semestralmente, en forma vencida, a partir de la fecha de emisión y liquidación, en las siguientes fechas: 21 de junio de 2022, 21 de diciembre de 2022, 21 de junio de 2023, y en la fecha de vencimiento de la Clase III, el 21 de diciembre de 2023.

A la fecha del presente, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase III asciende a US\$ 30.300.000.


 Ezequiel M. Abal
 Subdelegado

Obligaciones negociables Clase IV

Con fecha 20 de mayo de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta en el mercado local:

- Obligaciones negociables Clase IV denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento el 20 de mayo de 2024 (las "Obligaciones Negociables Clase IV") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: USD 15.200.000.
 - Plazo: 24 meses contados desde la fecha de emisión.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 7.50%.
 - Fecha de emisión: 20 de mayo de 2022.
 - Fecha de vencimiento: 20 de mayo de 2024.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: Los intereses se pagarán, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: el 20 de diciembre de 2022, el 20 de mayo de 2023, el 20 de noviembre de 2023 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase IV, el 20 de mayo de 2024.

A la fecha del presente, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase IV asciende a US\$ 15.200.000

Obligaciones negociables Clase V


Con fecha 22 de julio de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta en el mercado local:

- Obligaciones negociables Clase V denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento el 22 de julio de 2024 (las "Obligaciones Negociables Clase V") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: USD 15.100.000.
 - Plazo: 24 meses contados desde la fecha de emisión.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 8%.
 - Fecha de emisión: 22 de julio de 2022.
 - Fecha de vencimiento: 22 de julio de 2024.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: los intereses se pagarán semestralmente, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: 22 de enero de 2023; 22 de julio de 2023; 22 de enero de 2024; y en la Fecha de Vencimiento de la Clase V, el 22 de julio de 2024.

A la fecha del presente, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase V asciende a US\$ 15.100.000.

Obligaciones negociables Clase VI

Con fecha 2 de noviembre de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta en el mercado local:


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

- Obligaciones negociables Clase VI denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento el 2 de noviembre de 2024 (las "Obligaciones Negociables Clase VI") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: USD 45.544.190.
 - Plazo: 24 meses contados desde la fecha de emisión.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 9,43%.
 - Fecha de emisión: 2 de noviembre de 2022.
 - Fecha de vencimiento: 2 de noviembre de 2024.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: los intereses se pagarán, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2023; 16 de mayo de 2024; y en la Fecha de Vencimiento de la Clase VI, el 2 de noviembre de 2024.

A la fecha del presente, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase VI asciende a US\$ 45.544.190.

Obligaciones Negociables Clase VII

Con fecha 12 de enero de 2023, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables con oferta en el mercado local:

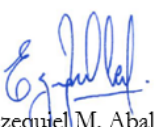
- Obligaciones negociables Clase VII denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento el 12 de enero de 2025 (las "Obligaciones Negociables Clase VII") con las siguientes características:
 - Monto de la emisión: USD 15.100.000.
 - Plazo: 24 meses contados desde la fecha de emisión.
 - Precio de emisión: 100% del valor nominal.
 - Tasa de interés: 9,43%.
 - Fecha de emisión: 2 de noviembre de 2022.
 - Fecha de vencimiento: 12 de enero de 2025.
 - Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
 - Fechas de pago de intereses: Los intereses se pagarán, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2023; 21 de junio de 2024; y en la Fecha de Vencimiento, el 12 de enero de 2025

A la fecha del presente, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase VI asciende a US\$15.100.000

Préstamo de Silver

El 3 de diciembre de 2021, la Emisora celebró con Silver Pass (UK) Limited un contrato para la apertura de una línea de crédito a una tasa del 8,5% nominal anual y con vencimiento al 30 de noviembre del 2028 totalizando un desembolso de US\$ 14,273,941. Con fecha 8 de abril de 2022, se celebró una adenda por el interés adeudado de US\$ 857.448 con una tasa del 8,5% nominal anual y con vencimiento al 30 de noviembre del 2018.

Información sobre tendencias


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Condiciones macroeconómicas de la Argentina

Atento a que prácticamente todas nuestras operaciones, centrales y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Emisora se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluida la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido un efecto significativo en los negocios de la Emisora, y se prevé que lo seguirán teniendo. En los últimos años, el gobierno argentino ha implementado reformas que han mejorado las características fundamentales a largo plazo del sector eléctrico, al transformarlo en un sector más orientado al mercado y a la sustentabilidad. Ver “Factores de Riesgo–Riesgos relacionados con Argentina”.

Por otro lado, transcurridos dos años de la pandemia, las perspectivas mundiales siguen siendo muy inciertas. Nuevas mutaciones del virus que se podrían producir son motivos de preocupación aun cuando la creciente cobertura de la inmunización contribuye al optimismo. Las recuperaciones económicas están divergiendo entre países y sectores, debido a la diversidad de trastornos inducidos por la pandemia y del grado de respaldo de las políticas. Las perspectivas dependen no solo del resultado de la lucha entre virus y vacunas, sino que también del grado en que las políticas económicas desplegadas en medio de una gran incertidumbre puedan limitar los daños duraderos causados por esta crisis histórica. Luego de una contracción estimada de 3,3% en 2020, el crecimiento mundial se proyecta en 5,5% en 2021, en 4,1% en 2022 y en 3,2% en 2023. La recuperación prevista resulta gracias a las vacunas y la continua adaptación de la actividad económica a la reducción de la movilidad. Estas perspectivas están sujetas a gran incertidumbre, relacionada con el curso de la pandemia, la eficacia del respaldo durante la transición hasta que las vacunas faciliten la normalización, y la evolución de las condiciones financieras. Véase “Factores de riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina– La propagación del nuevo coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable.”.

Si la crisis en Argentina causada, entre otros, por la propagación del coronavirus, continúa impactando sobre los pagos en tiempo y forma por parte de los usuarios de sus tarifas de electricidad a los distribuidores de electricidad, dado que los pagos debidos a nosotros por CAMMESA dependen de los fondos que CAMMESA a su vez perciba de otros agentes del MEM (como los distribuidores), la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago con nosotros puede verse afectada negativamente. Ver “Factores de riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio– Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.”

En la tabla que se presenta a continuación se establecen los indicadores económicos clave de la Argentina correspondientes a los períodos indicados:

	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Actividad Económica									
PBI real (Pesos al 2004) (% de variación) como % del PBI	5,2%	10,4%	(9,9%)	(2,0%)	(2,6%)	2,8%	(2,1%)	2,7%	(2,5%)
Indices de precios e información sobre tipos de cambio									
Indice de precios al consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)	94,8%	50,9%	36,1%	53,8%	47,6%	24,8%	-% ⁽¹⁾	27,8%	38,5%
Inflación (medición según el IPC de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) (% de variación)	93,4%	49,2%	30,5%	50,6%	45,5%	26,1%	41,0%	26,9%	38,0%
Inflación (medición según el IPC de la Pcia. de San Luis) (% de variación)	92,5%	50,7%	41,8%	57,6%	50,0%	24,3%	31,4%	31,6%	39,0%
Indice de precios mayorista (IPM) (% de variación)	94,8%	51,3%	35,4%	58,5%	73,5%	18,8%	34,5%	10,6% ⁽²⁾	28,3%
Tipo de cambio nominal en ARS/US\$ al cierre del ejercicio	177,16	102,72	84,15	59,89	37,70	18,65	15,89	13,04	8,55

Fuentes: Ministerio de Hacienda de Argentina, BCRA e INDEC

- (1) El 8 de enero de 2016, en base a que la determinación del INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, la nueva administración declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. Durante los primeros 6 meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis como referencia, que incluimos aquí. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC a partir de mayo de 2016.
- (2) % de variación período de 10 meses.

Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar a una falta de confianza en la economía argentina y a su vez podría limitar nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capitales”.

Al igual que en el pasado reciente, la economía argentina puede verse afectada de manera adversa si las presiones políticas y sociales inhiben la implementación por parte del Gobierno Argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y aumentar la confianza de consumidores e inversores, o si las políticas que implemente para lograr dichos fines fracasan. No podemos garantizar que nuestra actividad comercial, situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones no se verán afectados por acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina.

Inflación

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el INDEC, para los años 2020, 2021 y 2022, el IPC se incrementó un 36,1%, 50,9% y 94,8% respectivamente, mientras el índice de precios al por mayor aumentó un 58,5%, 35,4% y 51,3% respectivamente.


En el pasado, ciertos analistas del sector privado creían que la inflación era significativamente mayor que la reflejada por el INDEC. Ver “Factores de riesgo - Riesgos Relacionados con Argentina - La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido cuestionada en el pasado” en este Prospecto

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados de operaciones. En particular, la inflación típicamente impacta negativamente, a menos que sea compensado por la depreciación del peso argentino, en nuestros costos de construcción y nuestro costo de ventas y gastos administrativos, en particular, en sueldos a empleados y seguridad social. Para más información, ver “Factores de riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones.”

Fluctuaciones del tipo de cambio

El Peso argentino ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar en el pasado y ha seguido devaluándose frente a esa divisa en los meses recientes. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, también puede tener profundos impactos negativos sobre la economía del país y la situación patrimonial de los ciudadanos y las empresas. La devaluación que el Peso sufrió en los últimos años afectó la capacidad de las empresas argentinas de pagar sus deudas denominadas en moneda extranjera, conllevó un muy alto nivel de inflación, redujo significativamente el salario real y, por lo tanto, tuvo un impacto negativo sobre las empresas cuyo éxito depende de la demanda en el mercado interno, y afectó la capacidad del Gobierno Argentino de cumplir con sus obligaciones de pago de la deuda externa.

Luego de varios años de fluctuaciones relativamente moderadas en el tipo de cambio nominal, el Peso argentino se depreció aproximadamente un 102% en 2018, un 59% en 2019, un 41% en 2020, un 22% en 2021 y un 72% en 2022. El año 2018 finalizó con un tipo de cambio de \$37,70 por US\$1, al 31 de diciembre de 2019 a \$59,89 por US\$1, al 31 de diciembre de 2020 a \$84,15 por US\$1 y al 31 de diciembre de 2021 a \$102,72 por US\$1. Al


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

31 de diciembre de 2022, el tipo de cambio por cada Dólar estadounidense era de \$177,16 por US\$1.

La totalidad de las tarifas contempladas en los PPAs de la Emisora están expresadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos principalmente al tipo de cambio de referencia mayorista que cotiza el BCRA, conforme a la Comunicación “A” 3500. Las tarifas expresadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos en la fecha de facturación y no en la fecha en que se hace efectivo el pago, lo cual puede tener un efecto negativo en nuestros resultados en la medida en que haya una devaluación del Peso durante este período; este efecto negativo podría incrementarse en caso de demoras en el pago, según lo contemplado en “Facturación y Cobranzas”. Dicho efecto se compensa parcialmente por los intereses por mora que cobro la Emisora. No obstante, la Emisora tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha en que se haga efectivo el pago por parte de CAMMESA. Por otra parte, una porción significativa de los costos operativos y la mayor parte de la deuda de la Emisora están expresadas en Dólares Estadounidenses. Este esquema funciona como una cobertura natural contra las fluctuaciones del tipo de cambio y le permite a la Emisora utilizar dólares estadounidenses como moneda funcional a los efectos contables.

Nuestros resultados operativos seguirán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio Peso-Dólar Estadounidense. La devaluación del Peso en términos generales suele generar menores costos en Dólares Estadounidenses, sin perjuicio de ello, su efecto suele estar compensado por los aumentos inflacionarios financieros en Argentina. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con Argentina - Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.”*

Oferta y demanda de electricidad

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes en la Argentina, así como de factores estacionales. Por lo general, la demanda de electricidad varía según el rendimiento de la economía argentina, dado que las empresas y los hogares suelen consumir mayor cantidad de energía y tienen mayor capacidad de pago durante los períodos de estabilidad o crecimiento de la economía. Por lo tanto, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas las medidas relacionadas con el tipo de cambio, la inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los impuestos y las tarifas de energía.

Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina mayoritariamente creció año a año, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas. En el año 2022, la demanda de energía eléctrica registró un incremento del 3,6% respecto a 2021 y un 9,0% respecto de 2020.

La demanda de energía eléctrica presenta una fuerte tendencia de crecimiento, con una leve caída en períodos de estancamiento económico.

Estacionalidad

También se registran impactos significativos en la demanda de electricidad, con picos de consumo de electricidad en los meses de verano e invierno. El impacto de los cambios estacionales en la demanda se registra principalmente entre los clientes residenciales y comerciales, mientras que los clientes industriales y grandes usuarios comerciales tienen una demanda estable durante el año. Los cambios estacionales en la demanda son atribuibles al impacto de los factores climáticos, incluyendo la temperatura y la cantidad de luz natural, y el uso de luces, sistemas de calefacción y aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad sobre la demanda industrial de electricidad es menos pronunciado que sobre los sectores residencial y comercial por diversos motivos. En primer lugar, los diferentes tipos de actividades industriales tienen diferentes picos estacionales, de modo que el efecto de los factores climáticos sobre ellas es reducido. En segundo lugar, los niveles de la actividad industrial tienden a verse afectados más significativamente por la economía, con niveles de intensidad diferentes dependiendo del sector industrial.

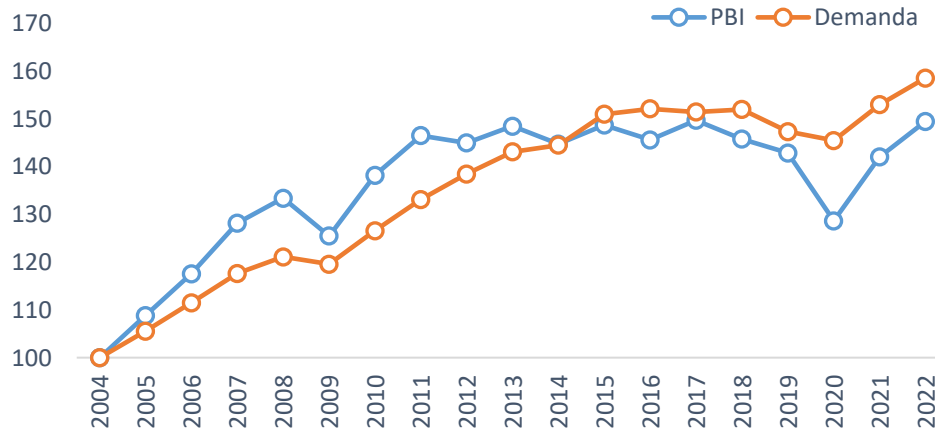
PBI y demanda de energía eléctrica en Argentina

Como puede observarse en el siguiente gráfico, luego de la crisis del 2001 le sucedió un período de elevado

crecimiento económico. Por tanto, y dada la estrecha asociación entre los niveles de demanda de energía eléctrica y la evolución del Producto Bruto Interno (PBI), se verificó un sensible incremento del consumo eléctrico que requirió asimismo de un aumento constante en la potencia instalada.

Evolución del PIB - a precios constantes- y de la demanda de energía eléctrica

(en número índice base 2004 = 100)



Fuente: elaborado por Consultora Economía y Energía en base a INDEC.

En el año 2022, se registró una disminución en la energía eléctrica generada del (2%), alcanzando 138.742 GWh frente a los 141.797 GWh registrados en 2021. En este sentido, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento (considerando aquella a base de gas natural como de combustibles líquidos y carbón mineral), permitiendo una generación de 81.746 GWh, representando así 59% de la generación eléctrica total. Asimismo, la generación hidroeléctrica contribuyó con 30.186 GWh neto de bombeo, representando 22% del total.

La generación renovable alcanzó su pico histórico con 19.340 GWh, 14% del total, y la nuclear desplazada por segundo año consecutivo al quinto lugar en la participación sobre el total aportó 7.469 GWh, alcanzando 5% de la generación total. A la vez, que se efectuaron importaciones por 6.310 GWh y las exportaciones alcanzaron 31 GWh.

En 2022 la potencia eléctrica instalada ascendió a 42.927 MW, verificándose por lo tanto un incremento de 11.607 MW a lo largo de la última década. Esta expansión de la oferta fue acompañada, tal como se analizó, por un aumento en la demanda de energía eléctrica.

En lo concerniente al crecimiento del parque de generación térmico, en la última década se ha privilegiado la expansión de tecnologías eficientes, destacando las centrales de turbo gas y los ciclos combinados. De este modo, entre 2012 y 2022, la capacidad térmica instalada registró un incremento de 33%. En la actualidad, los ciclos combinados comportan 31% del total de la capacidad de generación (más de 13.000 MW de potencia instalada).

Disponibilidad y despacho

La totalidad de los ingresos de las centrales eléctricas proceden de los Pagos por Capacidad Fija basados en la capacidad de generación disponible como así también de los Pagos Variables, basados en la energía efectiva despachada. Nuestro EBITDA se ve impulsado principalmente por el factor de disponibilidad de nuestras centrales térmicas.

Desde la Fecha de Operación Comercial de nuestras Centrales hasta el 31 de diciembre de 2022, aproximadamente el 90% de nuestros ingresos provienen de Pagos por Capacidad Fija por la disponibilidad de capacidad de generación, mientras que los ingresos remanentes provinieron de Pagos Variables por la entrega de energía.

Facturación y cobranzas

La Emisora tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de sus PPAs dentro de los 30 días posteriores a la fecha de facturación, sujeto a que previamente CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, entre ellos, empresas de distribución de energía eléctrica, grandes consumidores y el gobierno argentino.

Todos los meses, CAMMESA emite una Liquidación de Ventas en la que calcula el monto en Dólares Estadounidenses adeudado por CAMMESA en virtud de cada PPA. Estos montos se convierten y pagan en Pesos, aplicando el tipo de cambio publicado por el BCRA, conforme la Comunicación "A" 3500 al último Día Hábil del mes de Liquidación de Ventas. Con arreglo a la normativa aplicable, CAMMESA pagará a la Emisor los montos indicados en la Liquidación de Ventas dentro de los 30 días posteriores (más dos días hábiles requeridos para poder realizar las transferencias bancarias necesarias) a cada fecha de emisión de Liquidación de Ventas y redondeará el monto de su pago en pesos argentinos hacia arriba o hacia abajo sobre la base del tipo de cambio del Dólar Estadounidense de referencia vigente el Día Hábil anterior en el que dicho pago sea efectivamente realizado. Con respecto a las diferencias de cambio, se utiliza un régimen de notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA para compensar las diferencias de cambio que puede surgir entre el tipo de cambio calculado para la factura y el tipo de cambio aplicable en la fecha de pago.

De vez en cuando, ha habido retrasos significativos en los pagos que CAMMESA debe a los agentes del MEM (principalmente durante 2012-2016). Durante dichos períodos, CAMMESA tuvo retrasos en los pagos de hasta 72 días. Desde abril de 2019, CAMMESA ha experimentado demoras en sus pagos nuevamente. Durante el 2022, ha habido retrasos en promedio de 28 días en los pagos de CAMMESA, contados a partir de la fecha de vencimiento de la factura correspondiente. No podemos asegurar que CAMMESA podrá realizar pagos a nosotros u otros generadores en el futuro de acuerdo con los términos de los PPA.

Análisis de Riesgos de Mercado

Estamos expuestos a los riesgos del mercado principalmente con respecto a las fluctuaciones de las tasas de interés y del tipo de cambio, lo que podría afectar negativamente el valor de nuestros activos y pasivos financieros o nuestros ingresos. Ver nota 6.b. a nuestros estados financieros. Al 31 de diciembre de 2022, no teníamos ningún instrumento financiero derivado.

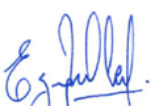
Riesgos de tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad adeuda una deuda financiera a tasa variable por un monto de US\$125.150.000. Una fluctuación de 100 puntos básicos en la tasa de interés de nuestra deuda financiera resultaría en una pérdida o ganancia de aproximadamente US\$ 166.464.

Riesgo de Moneda Extranjera

Nuestros ingresos bajo nuestros PPA con CAMMESA están denominados en Dólares Estadounidenses y los costos de construcción y el endeudamiento están todos denominados en Dólares Estadounidenses. Tenemos ciertos costos, principalmente costos de personal, que son en pesos. En atención a ello, las fluctuaciones del tipo de cambio y la inflación en Argentina podrían afectar nuestra rentabilidad.

Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora tenía una posición monetaria neta activa en dólares de US\$53,5 millones. La Sociedad estima que, para cada ejercicio presentado, permaneciendo constantes los demás factores, un fortalecimiento del 10% (o debilitamiento) de la moneda local frente a la moneda funcional al cierre del ejercicio aumentaría (o disminuiría) los beneficios antes de impuestos en (importes expresados en dólares): disminución 10% USD 5.938.269 y aumento 10% (USD 4.858.583).


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento Constitutivo y Estatutos Evolución del capital social

MSU Energy (anteriormente denominada Rio Energy S.A.) se constituyó con un capital social de ARS 100.000 representado por cien mil acciones ordinarias nominativas, no endosables de valor nominal ARS 1 (pesos uno) cada una.

Por medio de Escritura pública número doscientos cincuenta de fecha 4 de septiembre de 2013 se resolvió fijar un capital social por la suma de ARS 250.000, representado por doscientas cincuenta mil acciones ordinarias nominativas, no endosable de valor nominal ARS 1 (pesos uno) cada una.

Mediante Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de fecha 4 de noviembre de 2014 se resolvió aprobar el aumento de capital y la emisión de 875.500 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal ARS1. A dichos efectos, se reformó el artículo 4 del Estatuto para reflejar el nuevo monto de capital, el cual ascendía a ARS1.122.500.

El 1 de septiembre de 2016 se celebró una Acta de Asamblea General Extraordinaria y se resolvió aumentar el capital social de Río Energy en la suma de ARS 223.334.500, es decir de ARS 1.122.500 a ARS 224.457.000 y emitir 223.334.500 acciones derecho a un voto por acción.

El 31 de octubre de 2018 se celebró un Acta de Asamblea General Extraordinaria en la cual se resolvió aprobar la Fusión por absorción de las sociedades UGEN S.A. y UENSA S.A., como sociedades absorbidas, por parte de MSU Energy. En virtud de ello, se modificó el artículo 4 del Estatuto Social a efectos de indicar el nuevo monto del capital social, el cual ascendió a \$468.159.804, representado por 468.159.804 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor \$1.

Breve reseña acerca del estatuto social de la Emisora

MSU Energy se encuentra inscrita desde el 16 de septiembre de 2013 en la IGJ, bajo el número 18295, libro 65, tomo -, de Sociedades por Acciones. Tiene su domicilio legal en jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.


El cambio de denominación social de Rio Energy S.A. a MSU Energy S.A. se inscribió ante la IGJ en fecha 6 de marzo de 2019 bajo el número 4405 del libro: 94, tomo: - de Sociedades por Acciones de forma conjunta con la aprobación de un nuevo texto ordenado de su Estatuto Social.

Duración

El plazo de duración de la Emisora es de noventa y nueve (99) años contados desde su inscripción en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Objeto Social

De acuerdo a lo previsto en el Artículo Tercero del Estatuto Social, MSU Energy tiene por objeto dedicarse por cuenta propia o de terceros, y/o asociada a terceros, y/o cualquier tipo de combinaciones u otra comunidad de intereses con personas humanas y/o jurídicas públicas o privadas, en establecimientos propios o ajenos, en la República Argentina o en el exterior, a las siguientes actividades: a) depósito, abastecimiento, mantenimiento, transporte, producción, conducción, suministro, compra, venta, entrega, almacenamiento, comercialización, distribución, consumo y uso sustentable de cualquier tipo de biocombustibles en general y de etanol, y toda clase de elementos, productos, subproductos y derivados, primarios, elaborados o semi-elaborados, similares o vinculados a los anteriores, b) generación y/o producción de energía eléctrica bajo cualquier modalidad – incluyendo a través fuentes renovables y/o alternativas – y su comercialización y/o compraventa en bloque y/o suministro, así como la construcción, montaje, explotación, administración, operación y/o mantenimiento de centrales de generación eléctrica bajo cualquier modalidad y c) prestación de servicios de asesoramiento y de operación, accesorias, afines o relacionadas con la industria de energía eléctrica, y d) toda actividad relacionada con las actividades detalladas en los puntos a), b) y c) anteriores y a sus afines. La Emisora, actuando directa o


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

indirectamente, ya sea en forma individual o asociada con terceros, tendrá también por objeto adquirir la propiedad de acciones de otras empresas generadoras, transportistas, comercializadoras y/o distribuidoras de energía eléctrica, o efectuar inversiones de cualquier tipo y/o asociarse con esas empresas. La Emisora podrá emitir debentures de acuerdo con el artículo 325 y siguientes de la Ley General de Sociedades Nro. 19.550, obligaciones negociables de conformidad con las disposiciones de la Ley Nro. 23.576 y sus modificatorias y, asimismo, cualquier otro título o valor típico o atípico admitido por la legislación vigente en el país o, en su caso, en el extranjero. La Emisora podrá otorgar préstamos, así como fianzas, avales u otras garantías por obligaciones o contratos con terceros. Quedan excluidas todas las operaciones contempladas por la Ley de Entidades Financieras u otras que recurran al ahorro público. Las actividades que así lo requieran serán realizadas por profesionales con título habilitante. Para su cumplimiento, la sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer todos los actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con el objeto social y que no estén prohibidos por las leyes o por este estatuto.

Asambleas

Convocatoria

Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista por el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado.

Quórum y mayorías

Rigen el quórum y las mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, según la clase de Asamblea, convocatoria y materias de que se trate, excepto en cuanto al quórum de la Asamblea Extraordinaria en segunda convocatoria la que se considerará constituida cualquiera sea el número de acciones presentes con derecho a voto.

Cierre de Ejercicio

El ejercicio social cierra el 31 de diciembre. A esa fecha, se confeccionarán los estados financieros conforme a las disposiciones en vigencia y normas técnicas de la materia. La asamblea puede modificar la fecha de cierre del ejercicio, inscribiendo la resolución pertinente en la CNV, conforme a la Ley Nro. 22.169, para luego proceder a su inscripción en el Registro Público de Comercio. Las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: a) Cinco por ciento, hasta alcanzar el veinte por ciento del capital suscrito, para el fondo de reserva legal; b) A remuneración al directorio y síndicos; c) A dividendo de las acciones preferidas, con prioridad los acumulativos impagos; d) El saldo, en todo o en parte, a participación adicional de las acciones preferidas y a dividendo de las acciones ordinarias, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción.


Cabe aclarar que, con fecha 2 de diciembre de 2016, a través de la Asamblea Nro. 11, los accionistas de MSU Energy resolvieron modificar el Artículo Décimo Quinto del Estatuto de Río Energy, a los efectos de modificar la fecha de cierre de ejercicio del 30 de junio al 31 de diciembre. En tal sentido, conforme a la Ley General de Sociedades Nro. 19.550 MSU Energy confeccionará el primer estado contable conforme a la modificación enunciada anteriormente para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Domicilio Legal

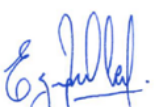
La sede social de la Emisora, sita en Cerrito 1294, Piso 2º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, fue inscripta en la Inspección General de Justicia el 19 de septiembre 2018, bajo el N°17682, Libro 91, de Sociedades de Acciones.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS DISPOSICIONES CONTENIDAS EN LOS ESTATUTOS SOCIALES DE LA EMISORA

b) Contratos importantes


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

La Emisora no tiene, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebra en el curso ordinario de sus negocios, distintos de los detallados en otras secciones de este Prospecto.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

c) Controles de Cambio

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto Nro. 260/2002 el Poder Ejecutivo Nacional estableció (i) un mercado único y libre de cambios por el cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establezca el BCRA (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

Durante las administraciones de Néstor Kirchner y Cristina Fernández, el BCRA implementa estrictos controles de cambio para el ingreso y egreso de divisas. Por su parte, entre 2016 y 2017, el gobierno de Mauricio Macri eliminó la mayoría de los controles cambiarios vigentes hasta ese momento. Sin embargo, con fecha 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron la evolución de la economía argentina, el Poder Ejecutivo Nacional restituyó ciertos controles cambiarios que habían sido dejados sin efecto a comienzos de 2016, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 609/2019, complementado por la Comunicación "A" 6770 emitida por el BCRA en la misma fecha, la cual fue modificada y complementada. El 27 de diciembre de 2019 se prorrogó el plazo de vigencia de los controles cambiarios (que originalmente era hasta el 31 de diciembre de 2019) mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 91/2019, el cual no prevé una fecha de terminación. Estos controles de cambio pueden limitar significativamente la capacidad de las empresas argentinas (incluido nosotros) para acceder a financiamiento (incluyendo nuevo financiamiento, capital para refinanciar deuda u obtener o mantener cartas de crédito para satisfacer obligaciones bajo acuerdos contractuales existentes y futuros), o de otro modo cumplir obligaciones, denominadas en dólares estadounidenses. Véase "*Factores de Riesgo: Riesgos relacionados con Argentina*".

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa cambiaria del BCRA actualmente vigente:

Ingresos por el mercado de cambio

Cobros de exportaciones de servicios

De conformidad con el punto 2.2 de las Normas de Exterior y Cambios, como regla general, los cobros por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

Enajenación de activos no financieros no producidos

De conformidad con el punto 2.3 de las Normas de Exterior y Cambios, como regla general, la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior,

Endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 2.4 de las Normas de Exterior y Cambios, las deudas de carácter financiero con el exterior desembolsadas a partir de 01.09.19 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios como uno de los requisitos para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. El endeudamiento debe estar declarado en el relevamiento establecido en la Comunicación "A" 6401 (tal como fuera modificada o complementada, el "Relevamiento de Activos y Pasivos Externos") en tanto también constituye un requisito para el acceso al mercado de cambios para el repago de servicios de deuda financiera.

Emissiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

De conformidad con el punto 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, 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 de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

Cobro de Exportaciones

De conformidad con las secciones 7, 8 y 9 de las Normas de 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 de cambios en los plazos que corresponda según el tipo de bien y la operación de que se trate.

Independientemente de los plazos máximos para liquidar divisas según el tipo de bien y operación de que se trate, 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.

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.

Excepciones a la obligación de liquidación

De conformidad con el punto 2.6 de las Normas de Exterior y Cambios, no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de los fondos en moneda extranjera que reciban los residentes por las operaciones previstas en los puntos 2.1. a 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- Los fondos ingresados sean acreditados en cuentas denominadas 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 de cambios que sea 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 de cambios contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado.
- Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.
- La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

Egresos por el mercado de cambios

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con el punto 3.2 de las Normas de Exterior y Cambios, como regla general, las entidades podrán dar acceso para cancelar deudas por servicios en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

También se deberá verificar que el cliente cuente con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) en estado "APROBADA" o con la declaración efectuada en el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (SIRASE) que revista el

mismo estado, a excepción de las operaciones que correspondan a los servicios que se cursen por los códigos de concepto S03, S06, S25, S26 y S27 o que estén excluidas del SIMPES o SIRASE.

Sin perjuicio de ello, mediante la Comunicación "A" 7746, de fecha 20 de abril de 2023, el BCRA dispuso que ciertos servicios, listados debajo, van a poder ser pagados a través del mercado de cambios recién a los 60 días corridos desde la fecha de la aprobación de la SIRASE.

Los conceptos alcanzados son los siguientes:

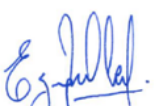
- S16 - Servicios de investigación y desarrollo
- S17 - Servicios jurídicos, contables y gerenciales
- S18 - Servicios de publicidad, investigación de mercado y encuestas de opinión pública
- S19 - Servicios arquitectónicos, de ingeniería y otros servicios técnicos
- S22 - Otros servicios empresariales

Podrán acceder de manera previa al transcurso de los 60 días corridos en caso de que cancelen la deuda en alguna de las siguientes maneras; (i) el pago se realice con dólares propios depositados en cuenta local en moneda extranjera; (ii) el pago se realice en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior con un plazo superior a 60 días; (iii) el pago se cancele con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local, a partir de una línea de crédito comercial del exterior, cuyo plazo de vencimiento sea superior a 60 días.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

- Las emisoras de tarjetas de crédito por los giros por turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del BCRA según lo previsto en el punto 4.1.4 de las Normas de Exterior y Cambios.
- Agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes. Con excepción de que, conforme Comunicación "A" 7746, ya no aplicará a los siguientes conceptos: Servicios de fletes (S02) y Otros servicios de transportes (S04).
- Las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual.
- Pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación.
- Transferencias que realicen las empresas de asistencia al viajero por los pagos de siniestros de cobertura de salud originados en servicios prestados en el exterior por terceros a sus clientes residentes.
- Pagos por arrendamientos operativos de buques que cuenten con la autorización del Ministerio de Transporte de la Nación y sean utilizados para prestar servicios en forma exclusiva a otro residente no vinculado, en la medida el monto a pagar al exterior no supere el monto abonado por este último neto de las comisiones, reintegros de gastos u otros conceptos que corresponde sean retenidos por el residente que realiza el pago al exterior.
- Pago del capital de deudas a partir del vencimiento, cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18., por el equivalente al valor que se abona.
- Pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, cuando el cliente cuente con una certificación emitida en los 5 (cinco) días hábiles previos por una entidad en el marco de lo dispuesto en el punto 3.19., por el equivalente al valor que se abona.

- Pago del capital de deudas a partir del vencimiento, cuando el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N°277/22)", por el equivalente al valor que se abona.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para precancelar los servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios.

Pagos de utilidades y dividendos

De conformidad con el punto 3.4 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.
- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la misma.

- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas
- La empresa encuadra en algunas de las siguientes situaciones y cumple la totalidad de las condiciones estipuladas en cada caso:
- Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17.1.2020.

- El monto total de transferencias por este concepto cursadas a través del mercado de cambios desde el 17.01.2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el 30% del valor de los nuevos aportes de inversión extranjera directa en empresas residentes ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de la mencionada fecha.

A tal efecto, la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30% del monto liquidado.

- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en el punto anterior.
- El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte. Encaso de no disponerla, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

- Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el "PLAN GAS".
 - Las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2º del Decreto N°892/20.
 - El acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto.
 - El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
- Cuenta con una certificación de incremento de exportaciones de bienes.
 - El cliente cuenta con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18., por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.
- Cuenta con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- El deudor demuestre el ingreso y liquidación de divisas en el mercado de cambios por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior.

Este requisito se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

- endeudamientos desembolsados con anterioridad al 01.09.19;
- endeudamientos originados a partir del 01.09.19 que no generen desembolsos por ser refinanciamientos de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciamientos no anticipen el vencimiento de la deuda original;
- por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas;
- por la diferencia entre el valor efectivo de emisión y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior colocados bajo la par;
- por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento;
- por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 9.10.2020 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15.10.2020 y el 30.6.22, que hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17;

- por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7.1.21 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados;
- por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5.2.21, sujeto a ciertos requisitos;
- La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos";
- El acceso al mercado de cambios por parte de residentes, incluidas las entidades, para cursar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda con una anterioridad mayor a los 3 días hábiles de su vencimiento, requerirá conformidad previa del BCRA, excepto que se verifique alguno de los siguientes casos:
 - Precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de nuevo endeudamiento financiero con el exterior.
 - Precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda.
 - Precancelación en el marco de un proceso de refinanciación en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y obligaciones en moneda extranjera entre residentes.

De conformidad con el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios, se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 01.09.19. excepto por:

- las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito;
- las emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2 de las Normas de Exterior y Cambios y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;
- las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios;
- las emisiones realizadas a partir del 9.10.2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el exterior o en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17;
- las emisiones realizadas a partir del 7.1.21 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los

intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los 2 (dos) primeros años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

De conformidad con el punto 3.7 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal y/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.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.

De conformidad con el punto 3.8 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09, y A14), remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados (código de concepto A05) -en la medida que no encuadre en el punto 3.12.1.-, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que no se supere el equivalente de US\$ 200 (doscientos dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados, entre otros requisitos.

Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

De conformidad con el punto 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, el acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, requerirá la conformidad previa del BCRA para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09 y A14) y para la operatoria con derivados (código de concepto A05), excepto las previstas en el punto 3.12.1 de las Normas de Exterior y Cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

De conformidad con el punto 3.11 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes con endeudamientos con el exterior o los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

- Se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado de cambios para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior.
- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31.08.19.
- Las garantías acumuladas en moneda extranjera, que podrán ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios.
- El monto diario de acceso no supere el 20 % del monto previsto en el punto anterior.

- La entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuente con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido y/o el mantenimiento del monto de la garantía exigido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior en función del punto 3.5 o de títulos de deuda locales con acceso al mercado de cambios en función de lo dispuesto por el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios, para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa para cada caso, en las siguientes condiciones:

- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales.
- El acceso se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso.
- El acceso se realice por un monto diario que no supere el 20 % del monto que se cancelará al vencimiento.
- La entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros

De conformidad con el punto 3.12 de las Normas de Exterior y Cambios:

- Se admitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

- Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al mercado de cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, según corresponda.
- Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11.09.19 deberán efectuarse en moneda local.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

De conformidad con el punto 3.13 de las Normas de Exterior y Cambios, el acceso al mercado de cambios por parte de clientes no residentes no incluidos en los incisos siguientes requerirá la conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera.

No se encuentran alcanzadas por este requisito las operaciones de:

- Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación.
- Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones.
- Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones.
- Las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.
- Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (dólares estadounidenses cien) en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.
- Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes.
- Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2.10.2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso.
- Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción integral de petróleo y/o gas natural, por el equivalente del monto a repatriar, en función del Decreto N°277/2022.

Operaciones con títulos valores

De conformidad con el punto 4.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

No podrán concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes:

- los beneficiarios de refinanciamientos previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N°260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N°260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de financiamientos en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación "A" 6937,

en los puntos 2. y 3. de la Comunicación "A" 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Nº 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias. mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota;
- aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nº 12/2020 del 1º de octubre de 2020.
- las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, mientras mantengan el mencionado beneficio.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

Las operaciones de compraventa de títulos valores que se realicen con liquidación en moneda extranjera deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos:

- mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales; o
- contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

En ningún caso, se permite la liquidación de estas operaciones mediante el pago en billetes en moneda extranjera o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación "A" 7551 del BCRA, las entidades autorizadas a operar en cambios quedarán habilitadas a recibir billetes en moneda extranjera de turistas no residentes para concretar, por cuenta y orden de ellos, la compra de títulos valores con liquidación en moneda extranjera para posteriormente venderlos con liquidación en pesos, conforme a la normativa aplicable dictada por la Comisión Nacional de Valores, en la medida que cuenten con una declaración jurada de la persona humana no residente en la que conste su condición de turista y que, en los últimos 30 días corridos y en el conjunto de las entidades, no ha realizado operaciones que superen el equivalente a USD 5.000 (cinco mil dólares estadounidenses).

Pagos de Importaciones y Otras Compras de Bienes en el Exterior

De conformidad con el punto 10 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos al exterior por importaciones argentinas de bienes y otras compras de bienes cuando se reúnan las condiciones especificadas en la norma aplicable.

Como regla general, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes, en la medida en que:

- el pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes, que consta en la declaración SIRA; o
- el pago se concrete mediante un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usará tal opción;
- se verifique alguna de las excepciones previstas en la norma;
- el pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el

equivalente a USD 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA.

Adicionalmente, al momento de dar acceso al mercado de cambios, la entidad deberá convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP.

Declaración jurada del cliente respecto a operaciones con títulos valores

De conformidad con lo dispuesto en el punto 3.16.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios, adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente en la que conste que:

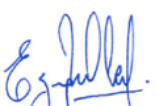
- en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 días corridos anteriores (o 90 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos bajo ley argentina):
 - no ha concertado ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera
 - no ha realizado canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos
 - no ha realizado transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior
 - no ha adquirido en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos
 - no ha adquirido CEDEARs
 - no ha adquirido títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera
 - no ha entregado fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no, recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior
- se compromete a no concertar dichas operaciones a partir del momento en que requiere el acceso y por los 180 días corridos subsiguientes (o 90 días corridos subsiguientes, en el caso de títulos valores emitidos bajo ley argentina).

En caso de que el cliente sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste:

- el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente. A los efectos de determinar la existencia de una relación de control directo deberán considerarse los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2.1. de las normas de "Grandes exposiciones al riesgo de crédito".
- que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 días corridos anteriores (o 90 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos bajo ley argentina) no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

La entidad también podrá considerar cumplimentado lo indicado en el punto 3.16.3.4., en el caso de que el cliente haya presentado una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. dejando constancia de lo previsto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2.

En las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. no deberán tenerse en cuenta las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

Este requisito no resultará de aplicación para aquellas operaciones de egresos que correspondan a:

- i) operaciones de clientes realizadas en el marco del punto 3.14.1. en la medida que corresponda a la transferencia al exterior de los fondos remanentes en una "Caja de ahorro para turistas" al momento de cierre.
- ii) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.14.2. a 3.14.5.;
- iii) cancelaciones de financiaci3nes en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra;
- iv) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4. en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Las entidades por sus operaciones propias en carácter de cliente deberán dar cumplimiento solo a lo previsto en los puntos 3.16.3.3. y 3.16.3.4.

Declaración jurada del cliente respecto a sus tenencias de activos externos líquidos.

De conformidad con el punto 3.16.2 de las Normas de Exterior y Cambios, a los efectos de otorgar acceso al mercado de cambios para operaciones de egresos, la entidad correspondiente deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente al momento de acceso al mercado de cambios con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que:

- La totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía, al inicio del día en que se solicita el acceso al mercado, CEDEAR y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior al equivalente a USD 100.000 (cien mil dólares estadounidenses).

Serán considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.).

No deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido en el primer párrafo, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos:

- i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;
- ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;
- iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaci3nes o postfinanciaci3nes de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenaci3n de activos no

financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción;

- iv) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

En esta última declaración jurada del cliente deberá constar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descritas en los incisos i) a iv) que sean aplicables.

- Se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 5 (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 28.5.2020.

Este requisito no resultará a aplicación para aquellas operaciones de egresos que correspondan a:

- i) formación de activos externos por parte de residentes, compra de cambio por parte de no residentes, entre otros supuestos regulados en los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.5 de las Normas de Exterior y Cambios
- ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente;
- iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o
- iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

Refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera hasta el 31.12.2023

Deberán presentar ante el BCRA un plan de refinanciación aquellos deudores que deseen acceder al mercado para pagar vencimientos de capital programados entre el 15.10.2020 y el 31.12.23 por las siguientes operaciones:

- endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor;
- endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades;
- emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades.

Lo indicado precedentemente no resultará de aplicación cuando los vencimientos de capital correspondan a:

- endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;
- endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos;
- endeudamientos originados a partir del 01.01.2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios;
- endeudamientos originados a partir del 01.01.2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3.;
- la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3.;
- un deudor que accederá al mercado de cambios para la cancelación del capital por los

endeudamientos comprendidos por un monto que no superará el equivalente a USD 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades.

El plan de refinanciación deberá basarse en los siguientes criterios:

- el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40 % del monto de capital que vencía; y
- el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 (dos) años.

Normativa de CNV aplicable a operaciones con títulos valores

Según lo dispuesto en el Capítulo V, Título XVIII de las normas de la CNV:

- Para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse los siguientes plazos mínimos de tenencia de dichos valores negociables en cartera: (i) un (1) día hábil en el caso de valores negociables emitidos bajo ley argentina, y (iii) tres (3) días hábiles en el caso de valores negociables emitidos bajo ley extranjera, ambos plazos contados a partir de su acreditación en el agente depositario. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.
- En el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.
- Para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la Comisión Nacional de Valores.
- Los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables, provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido dos (2) días hábiles desde la acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos valores negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un día hábil a computarse de igual forma.
- Será denegado el acceso a las operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en aquellos casos en que se mantengan posiciones tomadoras cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos los agentes (ALyC y AN): (i) no podrán otorgar financiamientos para la obtención de instrumentos con liquidación en moneda extranjera que serán posteriormente objeto de operaciones de venta, y; (ii) deberán requerir a cada cliente una manifestación con carácter de declaración jurada de la cual resulte expresamente que no poseen posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, así como tampoco han obtenido cualquier tipo de financiamiento previo.
- Restricciones para operaciones realizadas por los agentes para cartera propia, y que a su vez revistan el carácter de inversores calificados, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo ("Segmento PPT"), con respecto a la compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina: (i) para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales

vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local, no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en la misma moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y (ii) la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera (es decir, dólar cable) no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en la misma moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.

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.

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

De conformidad con la Comunicación "A" 6401 del BCRA, el BCRA implementó el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en virtud del cual todas las personas declarantes con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán declarar el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos en forma trimestral. Asimismo, los declarantes cuyo saldo de activos y pasivos externos al final de cada año alcance o supere el equivalente de US\$ 50 millones, deben hacer una presentación anual (que permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser optativamente presentada por cualquier persona humana o jurídica. La declaración trimestral se presentará dentro de los 45 días desde el cierre del trimestre calendario de referencia. La declaración anual se presentará dentro de los 180 días desde el cierre del año calendario de referencia.

Normativa y restricciones adicionales al acceso al Mercado de Cambios:

Comunicación "A" 7740 y Comunicación "A" 7743 del BCRA:

A través de las Comunicaciones "A" 7740 y 7743, del 13 y 14 de abril de 2023 respectivamente, el BCRA reglamentó que las personas jurídicas dedicadas a la actividad agrícola, que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 194/23 (por el cual se liquidan divisas a \$300 por dólar estadounidense) a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el país, no podrán realizar las operaciones previstas en los puntos 3.16.3.1 y 3.16.3.2 de las Normas de Exterior y Cambios.

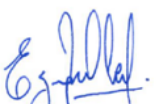
Comunicación "A" 7606 del BCRA:

A través de la Comunicación "A" 7606, del 15 de septiembre de 2022, el BCRA dispuso que las personas humanas y jurídicas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, mientras mantengan dichos subsidios, no podrán: (a) en el caso de personas humanas, acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; y (b) realizar las operaciones previstas en los puntos 3.16.3.1 y 3.16.3.2 de las Normas de Exterior y Cambios.

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y leer las regulaciones del Banco Central, Decreto Nro. 260/2002, Decreto Nro. 616/2005, de la Resolución MEP Nro. 365/2005, de la Ley Penal Cambiaria y la Resolución Nro. 1/2017 del Ministerio de Hacienda, Decreto Nro. 609/2019, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia - www.infoleg.gov.ar) o del Banco Central (www.bcra.gov.ar).

Carga tributaria Consideraciones generales

La presente resume ciertas consideraciones relativas a los impuestos aplicables en Argentina con respecto a la


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables. Este resumen no ofrece una descripción integral de la totalidad de las consideraciones impositivas relevantes en relación con la decisión de adquirir las Obligaciones Negociables y se realiza a título meramente informativo. El presente 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 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 aconseja a los compradores potenciales de Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos en relación con las consecuencias impositivas en Argentina, Estados Unidos u otros países resultantes -en particular y sin carácter taxativo- 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 Nro. 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. Dicha ley fue reglamentada a través del Decreto Nro. 1170/2018 (B.O.: 27/12/2018).

Asimismo, el 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley Nro. 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 Nro. 99/2019, el Decreto Nro. 116/2020 y el Decreto Nro. 330/2020, respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamentó algunos aspectos de la Ley Nro. 27.541. Además, la Ley Nro. 27.541 ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) Nro. 4659/2020 (B.O.: 7 de enero de 2020), la Resolución General (AFIP) Nro. 4664/2020 (B.O.: 15 de enero de 2020), la Resolución General (AFIP) Nro. 4667/2020 (B.O.: 31 de enero de 2020), la Resolución General (AFIP) Nro. 4673/2020 (B.O.: 7 de febrero de 2020), la Resolución General (AFIP) Nro. 4690/2020 (B.O.: 1° de abril de 2020), la Resolución General (AFIP) Nro. 4691/2020 (B.O.: 2 de abril de 2020), entre otras. Es posible que se emitan reglamentaciones y aclaraciones adicionales en relación a las recientes modificaciones incorporadas por la Ley Nro. 27.541.

Por su parte, los Decretos Nro. 824/2019 (B.O.: 6 de diciembre de 2019) y Nro. 862/2019 (B.O.: 9 de diciembre de 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 (“IG”)

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 IG (la “LIG”) (t.o. 2019), los intereses obtenidos bajo las Obligaciones Negociables se encontrarían gravados por el IG 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 LIG (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, 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 LIG por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuible 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 LIG 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 las 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 LIG con resultados generados en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias 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 LIG). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

El Decreto Nro. 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 Nro. 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) Nro. 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) Nro. 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, el artículo 33 de la Ley Nro. 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y el artículo 1 de la Ley Nro. 27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 Banco Central de la República Argentina (el “BCRA”), siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley Nro. 21.526 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 Nro. 23.576, que por su parte exime del IG 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 deben 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) integrar capital de trabajo en el país o refinanciar pasivos, (ii) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (iii) adquirir fondos de comercio situados en Argentina, (iv) integrar aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, (v) adquirir participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio,

cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, y/u (vi) otorgar préstamos (cuando la emisora sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras Nro. 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 debe acreditar ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos para los fines descriptos en el punto (b) de acuerdo al plan aprobado.

Si la emisora 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 Nro. 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 de los cuales hubieran estado exentos los tenedores de las Obligaciones Negociables. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima establecida (actualmente es del 35%), con más sus actualizaciones e intereses, con carácter de pago único y definitivo. La Administración Federal de Ingresos Públicos (la "AFIP") reglamentó, mediante la Resolución General Nro. 1516/2003, modificada por la Resolución General Nro. 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.

Cabe aclarar que, adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley Nro. 23.576, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG (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 LIG (t.o. 2019) sancionado por el artículo 33 de la Ley Nro. 27.541). Al respecto, señalamos que el artículo 109 de la LIG (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 Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley Nro. 27.541 ha derogado el artículo 95 de la LIG (t.o. 2019) -ver arriba para mayores detalles- así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del período 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, obtenidos por personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del dictado de la Ley Nro. 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, 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).

Tal como lo dispuso la Ley Nro. 27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto Nro. 621/2021, que reglamenta la Ley Nro. 27.638, se dispuso que los instrumentos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de

infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley Nro. 24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley Nro. 24.467 y sus modificatorias. Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) Nro. 917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 3 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto Nro. 621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de que se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) Nro. 917.

b) Personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales (“Beneficiarios del Exterior”)

Los intereses de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la LIG, 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 IG, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (t.o. 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 LIG (t.o. 2019) ni la del artículo 106 de la Ley Nro. 11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que, por aquella, 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 LIG de conformidad con la Ley Nro. 26.831 de Mercado de Capitales.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36 y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de cada Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos.

Sin embargo, 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 Nro. 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 IG, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la LIG, t.o. 2019 (actualmente, dicha tasa es del 35%) sobre la renta percibida por los Beneficiarios del Exterior calculada de acuerdo a la LIG (t.o. 2019). El impuesto se abonará con sus correspondientes actualizaciones e intereses con carácter de pagos únicos y definitivos. En este caso, los tenedores de Obligaciones Negociables tendrán

derecho a percibir el monto total de intereses correspondientes a dichos títulos como si no se hubiese realizado ninguna retención. La AFIP reglamentó -mediante la Resolución General (AFIP) Nro. 1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) Nro. 1578/2003- el mecanismo de ingreso del IG por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Adicionalmente, y conforme lo enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley Nro. 27.541 y el artículo 1 de la Ley Nro. 27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 BCRA, siempre que los mismos sean realizadas en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley Nro. 21.526 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 Nro. 23.576, que por su parte exime del IG 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 LIG (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley Nro. 11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.


Tal como lo dispuso recientemente la Ley Nro. 27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto Nro. 621/2021, que reglamenta la Ley Nro. 27.638, se establecieron los requisitos de aplicación de la presente exención (tal como se dispuso en el apartado "Intereses - a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país"). Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) Nro. 917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 3 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto Nro. 621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de que se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) Nro. 917.

En el caso de 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 LIG (t.o. 2019) dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35 % prevista en el artículo 102 de la LIG a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables.

Por su parte, el artículo 32 de la Ley Nro. 27.541 ha derogado los artículos 95 y 96 de la LIG (t.o. 2019) a partir del período fiscal 2020 y en cuanto se refiere a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV de la LIG. 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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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 (i.e., tasa efectiva del 15,05%).

Conforme lo dispone la Resolución General (AFIP) Nro. 4227/2018, en caso de no proceder las exenciones mencionadas deberá actuar como agente de retención del IG el sujeto pagador de los intereses que generen las Obligaciones Negociables.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley Nro. 27.541), aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones respecto del alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

c) Entidades Argentinas

Se encuentra gravada por el IG la renta de intereses provenientes de Obligaciones Negociables que obtengan los sujetos que deban practicar ajuste por inflación 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 Nro. 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, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley Nro. 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 constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley Nro. 24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la LIG (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; los establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la LIG (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 IG, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la LIG: las “Entidades Argentinas”) tenedores de Obligaciones Negociables.

La Ley Nro. 27.630, publicada en el Boletín oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, dispuso que los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) determinan el Impuesto a las Ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 7.604.948,57	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 7.604.948,57	\$ 76.049.485,68	\$ 1.901.237.14	30%	\$ 7.604.948.57

\$ 76.049.485,68	En adelante	\$ 22.434.598,28	35%	\$ 76.049.485,68
---------------------	-------------	------------------	-----	------------------

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1º de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (el "IPC") que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (el "INDEC"), correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Asimismo, 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 1º de enero de 2018, inclusive, de acuerdo con el artículo 98 de la LIG (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 IG 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 LIG (t.o. 2019), cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan ganancias de capital producto de la enajenación de Obligaciones Negociables, 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 LIG por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuible 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 LIG 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 normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores, según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de ganancias y quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones, dependiendo del sujeto que las realice. 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 LIG). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) Nro. 4298/2018, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de 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, el artículo 33 de la Ley Nro. 27.541 y el artículo 1 de la Ley Nro. 27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley Nro. 21.526 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 Nro. 23.576, que por su parte exime del IG 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 LIG (t.o. 2019).

Adicionalmente, el artículo 34 de la Ley Nro. 27.541 ha incorporado -con efecto a partir del período fiscal 2020- un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la LIG (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 LIG) de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores alcanzados por el artículo 98 de la LIG (t.o. 2019) que no se encuentran comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (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 LIG (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 IG en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (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 Nro. 27.541 ha incorporado -con efecto a partir del período fiscal 2020- un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la LIG (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.

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 LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

A efectos de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario Nro. 11.683, que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley Nro. 27.541 y el artículo 1 de la Ley Nro. 27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG (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 BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley Nro. 21.526 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 Nro. 23.576, que por su parte exime del IG 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 LIG (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley Nro. 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 LIG (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 LIG (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, el artículo 250 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019) dispone que, cuando la ganancia sea obtenida por un Beneficiario del Exterior que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, y no resultara exenta en los términos del cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019), deberá aplicarse la alícuota que corresponda de conformidad con lo previsto en el primer párrafo del artículo 98 de la ley del gravamen (es decir, las alícuotas del 5% o 15%, según el caso). Por otro lado, en caso de que los Beneficiarios del Exterior residan en jurisdicciones no cooperantes, o los fondos invertidos por aquellos provengan de jurisdicciones no cooperantes, se aplicará la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG.

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 IG. En cambio, y conforme a lo normado en el artículo 252 del Decreto Reglamentario de la LIG (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 IG por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de Obligaciones Negociables.

Como se indicara más arriba, la Ley Nro. 27.630, publicada en el Boletín Oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, dispuso que los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) determinan el Impuesto a las Ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 7.604.948,57	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 7.604.948,57	\$ 76.049.485,68	\$ 1.901.237.14	30%	\$ 7.604.948.57
\$ 76.049.485,68	En adelante	\$ 22.434.598,28	35%	\$ 76.049.485,68

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descrito resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización. :

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 LIG 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 Nro. 23.966, texto conforme a las modificaciones introducidas por la Ley Nro. 27.541, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la República Argentina se encuentran sujetas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales (tales como las Obligaciones Negociables) situados en el país y en el exterior respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año excepto que se aplicara una exención. La Ley Nro. 27.432 prorrogó la vigencia de este impuesto hasta el 31 de diciembre de 2022.

Las personas humanas residentes en el exterior y las sucesiones indivisas allí radicadas sólo tributan este gravamen por sus bienes situados en la República Argentina.

De acuerdo a la Ley Nro. 27.667 (publicada en el Boletín Oficial el 31/12/2021), el IBP correspondiente a las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina recae sobre los bienes situados en la Argentina y en el exterior existentes al 31 de diciembre de cada año, en la medida que su valor en conjunto exceda ciertos montos que para el período fiscal 2022 ascienden a \$11.282.141,08 (o \$56.410.705,41 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación).. La mencionada ley dispuso que dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la Ley Nro. 23.928 y sus modificaciones.

Sobre el excedente de dicho monto, el IBP a ingresar por las personas físicas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes sujetos a impuesto radicados en el país, la siguiente escala y alícuotas (que resultan aplicables a partir del período fiscal 2022):

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible	Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
---	------------	----------	--------------------------


Más de \$	a \$			
0	5.641.070,54, inclusive	0	0,50%	0
5.641.070,54	12.222.319,51, inclusive inclusive	28.205,35	0,75%	5.641.070,54
12.222.319,51	33.846.423,25, inclusive	77.564,72	1,00%	12.222.319,51
33.846.423,25	188.035.684,71, inclusive	293.802,76	1,25%	33.846.423,25
188.035.684,71	564.107.054,14, inclusive	2.221.171,53	1,50%	188.035.684,71
564.107.054,14	En adelante	7.862.242,07	1,75%	564.107.054,14

Dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la Ley Nro. 23.928 y sus modificaciones.

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior, por parte de los contribuyentes que residan en el país, será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes 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 pagará el %
Más de \$	a \$	
0	5.641.070,54 inclusive	0,70%
5.641.070,54	12.222.319,51 inclusive	1,20%
12.222.319,51	33.846.423,25 inclusive	1,80%
33.846.423,25	En adelante	2,25%

Además, la Ley Nro. 27.667 delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, la facultad de disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. 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.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

En uso de sus facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto Nro. 912/2021 mediante el cual dispuso que las alícuotas incrementadas no serán aplicables en la medida en que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación y permanencia en el país de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior. La repatriación debe realizarse al 31 de marzo de cada año, inclusive, y el porcentaje debe representar, por lo menos, un 5% del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior. En caso de que el contribuyente abonase el impuesto por los bienes situados en el exterior con las alícuotas incrementadas, el cómputo respectivo procederá, en primer término, contra el impuesto que resulte con respecto a los bienes situados en el país, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por los bienes situados en el exterior.

Este impuesto se aplica sobre el valor de mercado, en el caso de títulos valores con cotización, o sobre el costo de adquisición, incrementado, 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 bolsas o mercados, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.

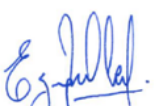
A su vez, para el período fiscal 2019 y siguientes, respecto de las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el extranjero, el IBP sobre los bienes de su titularidad situados en Argentina debe ser pagado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores, que deberá aplicar la alícuota del 0,50%.

Si bien las Obligaciones Negociables cuya titularidad directa corresponda a personas humanas residentes en el exterior y a sucesiones indivisas 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 pagodel IBP, la Ley de IBP no establece método o procedimiento alguno para su cobro.

La Ley de IBP grava únicamente los valores en tenencia de personas humanas o sucesiones indivisas, tal como se describiera anteriormente. Sin perjuicio de ello, 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 residentes en Argentina y que son, por lo tanto, pasibles del IBP, cuando la titularidad directa de las Obligaciones Negociables recaiga en sociedades, cualquier otro tipo de persona jurídica, establecimientos permanentes, empresas, patrimonios de afectación o explotaciones, que reúnan conjuntamente las siguientes condiciones: (i) se encuentren domiciliados, radicados o ubicados en el exterior en países que no apliquen regímenes de nominatividad de las acciones o títulos valores privados y (ii) que, en virtud de su naturaleza jurídica o de sus estatutos (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 de IBP obliga a las personas humanas o jurídicas domiciliadas en la República Argentina que tengan el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de las Obligaciones Negociables, a abonar el IBP, según una tasa incrementada en un 100% (el "Sujeto Pasivo Sustituto"). El Sujeto Pasivo Sustituto y, por lo tanto, la parte obligada a pagar el IBP será la entidad emisora de las Obligaciones Negociables. Asimismo, la Ley de 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 activos 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 comunes de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y/o (iv) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea.

No obstante, el Decreto Nro. 812/1996, del 26 de julio de 1996 -Reglamentario de la Ley de IBP- dispone 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 o mercados 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 en sus registros una copia de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables 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, ambos documentos debidamente certificados por la CNV, según lo establecido en la Resolución General (AFIP) Nro. 2151/2006. Nuestra intención es cumplir con estos requisitos. En el caso de que las autoridades tributarias argentinas consideren que no existe documentación suficiente que sustente la autorización de la CNV y/o la autorización para que los títulos de deuda coticen en bolsas de valores de Argentina o del extranjero, el emisor deberá pagar el Impuesto sobre Bienes Personales como Sujeto Pasivo Sustituto.


Cabe aclarar que la Ley Nro. 27.541 ha establecido respecto de la condición de los contribuyentes que - con efectos a partir del período fiscal 2019- el sujeto pasivo del IBP se registrará por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la Ley de IG, t.o. 2019 (artículos 116 y siguientes conforme a lo normado en el Decreto Nro. 99/2019), quedando sin efecto el criterio del domicilio. Por su parte, el Decreto Nro. 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” en relación con el IBP debe entenderse referida a “residencia”.

Las condiciones de aplicación de los criterios de residencia en relación con el IBP se encuentran reglamentadas por la Resolución General (AFIP) Nro. 4760, publicada en el Boletín Oficial el 17/07/2020.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General (AFIP) Nro. 4815, publicada en el Boletín Oficial el 16/09/2020, se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por el denominado como impuesto PAIS (ver debajo). Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según el caso.

Por medio de la Ley Nro. 27.638, publicada en el Boletín Oficial en fecha 4 de agosto de 2021, se introdujeron modificaciones a la Ley del IBP. Entre otras modificaciones introducidas por aquella ley, se incorporaron nuevas exenciones al artículo 21 del Título VI de la Ley de IBP, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, para los siguientes conceptos: (i) las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36; (ii) los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule; y (iii) las cuotas partes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la Ley Nro. 24.083 que regula la materia, y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la CNV, y cuyo activo subyacente principal esté integrado, como mínimo, en un porcentaje a determinar por la reglamentación, por los depósitos y bienes a los que se refieren los incisos g), h), i) y j) del artículo 21 de la Ley del IBP.

Con respecto a los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, el Decreto Nro. 621/2021 -reglamentario de la Ley Nro. 27.638- dispuso que dichos instrumentos son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley Nro. 24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley Nro. 24.467 y sus modificatorias.

Impuesto al Valor Agregado ("IVA")

De acuerdo con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, las operaciones financieras y prestaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, pago de intereses y cancelaciones de Obligaciones Negociables, y sus garantías están exentas del IVA, en la medida en que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36.

Sin perjuicio de ello, en virtud de la Ley del IVA, la transferencia de las Obligaciones Negociables estaría exenta del IVA incluso si las Condiciones del Artículo 36 no pudieron cumplirse (artículo 7, inciso b).

Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias y otras operatorias ("IDC")

La Ley Nro. 25.413, de fecha 26 de marzo de 2001 (la "Ley de Competitividad"), modificada por la Ley Nro. 25.453 y reglamentada por el Decreto Nro. 380/2001, creó el IDC, un impuesto que resulta aplicable a (i) los débitos y créditos de cualquier naturaleza registrados en cuentas abiertas en entidades financieras ubicadas en Argentina, que se rigen por la Ley Nro. 21.526 y sus modificatorias (la "Ley de Entidades Financieras") con la excepción de aquellos específicamente exentos conforme a las normativas y disposiciones legales allí establecidas; (ii) ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras, en las que no se utilicen cuentas bancarias, cualquiera sea la denominación que se le otorgue a la operación, los mecanismos empleados para llevarla a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y a (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos propios o de terceros, aun en efectivo, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el mecanismo utilizado para llevarlos a cabo, las denominaciones que se les otorguen y su instrumentación jurídica. Mediante Resolución (AFIP) Nro. 2111/06, el fisco aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados -existentes o no a la vigencia de este impuesto- que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

Los débitos y créditos se encuentran sujetos a una tasa general del 0,6% (de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Ley de Competitividad), aunque en ciertos casos puede aplicarse una tasa reducida del 0,075% o una alícuota incrementada del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley Nro. 27.541, para los hechos imponible 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 aquellos. 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 los términos del artículo 2 de la Ley Nro. 24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a tenedores que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente y los débitos subsecuentes estarán sujetos al impuesto a una alícuota del 0,6%.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el impuesto.

En uso de las facultades conferidas por el artículo 7 de la Ley Nro. 27.432, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto Nro. 409/2018, publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018, en el cual estableció que el 33%

de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponible comprendidos en el artículo 1, inciso a) de la Ley de Competitividad y sujetos a la tasa general del 0,6% podrá computarse como pago a cuenta del IG o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas por parte de los titulares de las cuentas bancarias, o sus respectivos anticipos. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros; solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos de los citados impuestos. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. A partir del dictado de la Ley Nro. 27.432, se facultó al Poder Ejecutivo para aumentar el monto habilitado a tomarse como pago a cuenta del IG.

Asimismo, la Ley Nro. 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas "micro" y "pequeñas" y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas "medianas -tramo 1-" en los términos del artículo 1° de la Ley Nro. 25.300 y sus normas complementarias.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Así, por ejemplo, de acuerdo con lo establecido por el artículo 10, inciso s) del Decreto Nro. 380/2001, se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" Nro. 3250 del BCRA), cuando dichas cuentas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. Asimismo, el artículo 7 del Decreto Nro. 380/2001, y sus modificatorias, establece un tratamiento especial en este tributo para entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras. Sin perjuicio de lo anterior, a partir del dictado de la Resolución General (AFIP) Nro. 3900/2016, ciertas cuentas bancarias requieren ser registradas en el registro establecido por la AFIP a fin de que puedan beneficiarse de las exenciones y reducciones previstas para este impuesto. No existen exenciones que prevean la no aplicación del IDC sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

La Ley Nro. 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), dispuso la prórroga del IDC hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la Ley de Competitividad y sus modificaciones, que, a la fecha de entrada en vigencia de dicha Ley, no resulte computable como pago a cuenta del IG, se reduzca progresivamente en hasta un 20% por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en el año 2022, se compute íntegramente el IDC como pago a cuenta del IG.

Por su parte, la Ley N°27.702 (publicada en el B.O. el día 30 de noviembre de 2022) dispuso la prórroga del IDC hasta el 31 de diciembre del 2027.

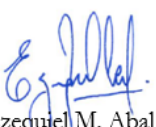
Ahora bien, en el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas corrientes bancarias de bancos locales podrían estar sujetos al impuesto.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley Nro. 27.541 (publicada en el Boletín Oficial el 23/12/2019) estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley en diciembre de 2019, 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.

Asimismo, la Resolución General (AFIP) N°4815/2020 estableció sobre las operaciones sujetas a dicho impuesto y para los contribuyentes definidos en el artículo 36 de la Ley Nro. 27.541 que califiquen como residentes argentinos, en los términos del artículo 116 y siguientes de la LIG, la aplicación de una percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley Nro. 27.541.

Dicha Resolución General dispone que, en determinados supuestos, la citada percepción se elevará al cuarenta y cinco por ciento (45%) y -eventualmente- aplicará una percepción adicional del veinticinco por ciento (25%).


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Las percepciones tendrán el carácter de pago a cuenta y serán computables en la declaración anual del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, en la declaración anual del Impuesto a los Bienes Personales, correspondiente al período fiscal en que se hayan producido.

Adicionalmente, esta resolución general establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a los que se les haya aplicado la recaudación establecida y que no sean contribuyentes del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, del Impuesto sobre los Bienes Personales

Impuesto sobre los Ingresos Brutos ("ISIB")

El ISIB es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica desarrollada en una jurisdicción provincial argentina o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La base imponible es el monto bruto devengado como resultado de las actividades comerciales desarrolladas en la jurisdicción correspondiente.


Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma la habitualidad en el desarrollo de dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados por el ISIB a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Ciertas jurisdicciones eximen los ingresos brutos obtenidos por operaciones relacionadas con Obligaciones Negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables, cuando estuvieran exentos del IG. 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 estarán exentos de la aplicación del ISIB en las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma 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 Nro. 23.576 y en la Ley Nro. 23.962, y mientras resulte de aplicación la exención respecto del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones. Otras jurisdicciones argentinas contemplan exenciones en términos más o menos semejantes.

Conforme las previsiones del "Consenso Fiscal 2017" suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de la mayoría de las provincias argentinas y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 -, las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación con ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita. En lo que refiere al impacto del "Consenso Fiscal 2017" en el ISIB, las jurisdicciones adheridas asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos conforme el cronograma allí dispuesto. El "Consenso Fiscal 2017" producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

No obstante lo anterior, por medio de la Ley Nro. 27.469 ("Consenso Fiscal 2018") se decidió posponer por un año calendario el cronograma mencionado en los párrafos anteriores. En adición, por medio de la Ley Nro. 27.542 ("Consenso Fiscal 2019") se suspendió hasta el 31 de diciembre de 2020 la vigencia de determinadas disposiciones del "Consenso Fiscal 2017" que implican la reducción de la incidencia del ISIB, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. El 4 de diciembre de 2020 se suscribió un nuevo Consenso Fiscal ("Consenso Fiscal 2020"), que dispone la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2021 de ciertas disposiciones del "Consenso Fiscal 2017". Sin embargo, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas -ya sin la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- firmaron un nuevo Consenso Fiscal ("Consenso Fiscal 2021"), en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores y fijar alícuotas máximas aplicables a cada actividad. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el "Consenso Fiscal 2021".

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los potenciales adquirentes de Obligaciones Negociables deberán considerar la posible


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

incidencia del ISIB 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 Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, Santa Fe, etc.) han establecido regímenes de recaudación del ISIB, 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 su asiento territorial. Cada provincia establece sus propios regímenes de recaudación, con lo cual el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular. En dicho contexto, los potenciales inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

Estos regímenes se aplican, en general, 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 encuentran entre el 0,01% y 5%; y 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 jurisdicción en particular.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de aquellas.

En relación con estos regímenes, al suscribir el “Consenso Fiscal 2017”, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires adherentes 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 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. Cabe reiterar lo señalado más arriba en cuanto a las distintas normas que dispusieron la suspensión del “Consenso Fiscal 2017”.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.


Impuesto de Sellos (“IS”)

El IS es un impuesto local que grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en las provincias argentinas y/o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina. Al ser un tributo local, debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la alícuota general del Impuesto de Sellos es del 1% y, en la medida que el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no incluya reglamentaciones especiales, se aplicará sobre una base imponible equivalente al valor económico fijado en cada contrato.

No obstante, en el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de acuerdo con el artículo 364, inciso 30) de su Código Fiscal, todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones 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 exentos de la aplicación de este impuesto. Esta exención también incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregar una vez efectuada la conversión de Obligaciones Negociables; y la constitución de todo tipo 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.

Por otro lado, conforme al artículo 364, inciso 32) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas o recepciones de dinero, vinculados


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

y/o necesarios para posibilitar el incremento del capital social y/o emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisores y cualesquiera otros valores negociables destinados a la 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 del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también se aplica a los actos, contratos y operaciones vinculados con dichas emisiones, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Sin embargo, 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.

Además, de acuerdo con el artículo 364, inciso 33) del Código Fiscal de referencia, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y demás títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV también se encuentran exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente.

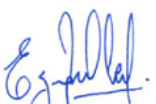
A su vez, en la Provincia de Buenos Aires, todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con el régimen establecido en la Ley de Obligaciones Negociables y en la Ley Nro. 23962 y sus modificatorias se encuentran exentas del IS. Esta exención incluye los aumentos de capital efectuados para la emisión de acciones a entregar una vez efectuada la conversión de Obligaciones Negociables; y la constitución de todo tipo 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 (conf. artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires).

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires también se encuentran exentos del IS los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, relacionados con y/o necesarios para posibilitar incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la ley 17811, por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. Esta exención también se aplica a los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculados con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos con anteriores, simultáneos o posteriores a dichas emisiones o constituyan una renovación de aquellos. 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 (conf. artículo 297, inciso 45, puntos a) y d) del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires).

Asimismo, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV también se encuentran exentos del IS en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también decae en las circunstancias mencionadas en la última oración del párrafo precedente (conf. artículo 297, inciso 45, puntos b) y d) del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires).

Producto del “Consenso Fiscal 2017”, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima del IS del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, del 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, del 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 2018”. Asimismo, el “Consenso Fiscal 2019” suspendió la implementación de dichas disposiciones hasta el 31 de diciembre de 2020, inclusive y el “Consenso Fiscal 2020” lo suspendió hasta el 31 de diciembre de 2021.

Por último, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas -ya sin la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- firmaron el “Consenso Fiscal 2021”, en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el “Consenso Fiscal 2021”.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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, de conformidad con lo previsto en las legislaciones que fueren relevantes en cada caso.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes (“ITGB”)

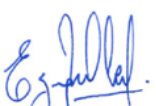
La transferencia gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios no está sujeta a ningún impuesto en la República Argentina a nivel federal.

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires promulgó la Ley Nro. 14.044, mediante la cual impuso el ITGB. Dicha ley fue modificada por la Ley Nro. 14.200 (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 24 de diciembre del 2010), por la Ley Nro. 14.808 (publicada en el Boletín Oficial de Provincia de Buenos Aires el 22 de enero del 2016) y reglamentada por la Resolución Nro. 91/2010 de la Agencia de Recaudación de la Provincia de Buenos Aires (publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 7 de febrero del 2011). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB 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 sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB 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 se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires: (i) los títulos y las acciones, Obligaciones Negociables, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren 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 que, al tiempo de la transmisión, se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires.
- Respecto del período fiscal 2022, no están alcanzadas por el ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando sus montos totales sean iguales o inferiores a \$ 468.060, monto que se elevará a \$1.948.800 en el caso de padres, hijos y cónyuge (conf. artículo 59 de la Ley Impositiva de la Provincia de Buenos Aires para el ejercicio fiscal 2022).
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 9,5131% y el pago de una suma fija de impuesto, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada (conf. artículo 58 de la Ley Impositiva de la Provincia de Buenos Aires para el ejercicio fiscal 2022).

Respecto de la existencia del ITGB en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular. En ese sentido, destacamos que, el “Consenso Fiscal 2021” brinda a las partes firmantes el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Tasa de justicia


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

En el caso de que resulte necesario iniciar acciones legales con respecto a las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia sobre el monto de la pretensión incoada ante los tribunales nacionales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (actualmente, la tasa es del 3% y de 1,5% respecto de los juicios sucesorios). Para el caso de que tales acciones debieran iniciarse ante tribunales de otras jurisdicciones deberá considerarse lo dispuesto al respecto en la legislación que en cada caso fuere relevante.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

En caso de resultar aplicable algún tratado para evitar la doble imposición, el régimen impositivo aplicable podría no coincidir, total o parcialmente, con el descripto en el presente.

Argentina celebró y posee veintidós (22) 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, Qatar, Rusia, Suecia, Suiza, Uruguay (en este caso el convenio consiste en un acuerdo de intercambio de información que contiene cláusulas para evitar la doble imposición) y Emiratos Árabes Unidos. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, 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. En cualquier caso, para hacer uso de los beneficios previstos en dichos convenios se deben satisfacer todos los recaudos formales y sustanciales necesarios al efecto establecidos tanto por el propio convenio como por la normativa interna argentina.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De conformidad con la Ley de Procedimiento Tributario (Ley Nro. 11.683 -t.o. en 1998 y sus modificaciones-), los ingresos de cualquier naturaleza (es decir, préstamos, aportes de capital, etc.) provenientes de jurisdicciones de baja o nula tributación o no cooperantes son pasibles del IG y del IVA sobre una base imponible del 110% del monto del ingreso de que se trate. Ello se basa en la presunción de que dichos ingresos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local (cfr. artículo 18.2. de la Ley Nro. 11.683).

No obstante esta presunción, la norma legal prevé que la AFIP podrá considerar como justificados (y, por lo tanto, no sujetos a esta presunción) a 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.

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 adquiridas originariamente por una persona a través de una cuenta bancaria abierta en una jurisdicción de baja o nula tributación o no cooperante.

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 LIG, texto ordenado en 2019

y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG (t.o. 2019) define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, 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 establecido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG (t.o. 2019). Dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Economía cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la LIG 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 60% de la alícuota mínima contemplada en el primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de esa ley (es decir inferior al 60% de la alícuota del 25%). El artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG (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 aparte 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.


La presentación precedente no pretende constituir un análisis completo de la totalidad de las consecuencias impositivas relacionadas con la titularidad o disposición de las Obligaciones Negociables. Los compradores potenciales deberían consultar a sus propios asesores impositivos en relación con las consecuencias impositivas de sus situaciones particulares.

Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto y los estados financieros consolidados de la Emisora referidos en el presente Prospecto, en la sede social de la Emisora sita en Cerrito 1294, Piso 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem “Empresas / MSU Energy S.A. / Emisiones / Obligaciones Negociables / Prospectos” de la AIF, en el Sitio Web de la Emisora, en el boletín electrónico del MAE.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en particular constarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, en beneficio de los inversores, respecto de dicha clase y/o serie en particular, los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se incluyen en el siguiente texto y que se aplicarán a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables. Para una descripción más completa de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, véase la sección “De la Oferta, el Listado y la Negociación” del presente Prospecto.

Emisora: MSU Energy (anteriormente denominada Río Energy S.A.), una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina.

Descripción: Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros según se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Monto Máximo: El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder los US\$ 900.000.000 (Dólares Estadounidenses novecientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor.

Monedas Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Asimismo, podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o fórmulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley Nro. 27.271 (UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley Nro. 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA) y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.

Precio de Emisión: Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Clases y series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Intereses:

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo con cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. También podrán emitirse Obligaciones Negociables vinculadas a un índice y/o una fórmula (como ser el caso de Obligaciones Negociables denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV), devengando intereses a una tasa fija o variable o sujetos a la evolución de un activo financiero o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Garantías

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

<i>Montos Adicionales:</i>	Todos los pagos realizados por la Emisora con respecto a las Obligaciones Negociables, ya sea que correspondan a capital o a intereses, se efectuarán sin mediar retenciones o deducciones por impuestos o tasas aplicables o a cuenta de ellas, salvo que lo exija la ley, en cuyo caso, con sujeción a las excepciones establecidas, la Emisora abonará los montos adicionales exigidos de manera tal que el monto neto recibido por los tenedores de las Obligaciones Negociables con respecto al capital, los intereses u otros conceptos asociados a las Obligaciones Negociables, con posterioridad a cualquier retención o deducción, no resulte inferior al monto que se hubiera percibido de no haber mediado dichas retenciones o deducciones. Ver la sección “ <i>De la Oferta, el Listado y la Negociación–Montos Adicionales</i> ”.
<i>Listado y Negociación:</i>	La Emisora solicitará el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream.
<i>Colocación</i>	Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública de conformidad con las Normas de la CNV y el mecanismo que prevea el Suplemento de Prospecto respectivo.
<i>Agentes Colocadores</i>	Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.
<i>Organizadores</i>	Los organizadores de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.
<i>Forma de las Obligaciones Negociables</i>	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley Nro. 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos de Prospecto correspondientes.
<i>Destino de los Fondos:</i>	En los Suplementos de Prospecto correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iii) integración de capital de trabajo

en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, y/o (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados.

Impuestos:

Para un resumen de ciertas consecuencias impositivas de invertir en las Obligaciones Negociables en la Argentina, véase la Sección “*Tratamiento Impositivo*” del presente Prospecto.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informará la calificación otorgada en los Suplementos de Prospecto correspondientes. En caso de que la Emisora opte por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Acción Ejecutiva:

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “Obligaciones Negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora. En caso de que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso de que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, la Emisora o el correspondiente agente de registro podrán expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Rescate Opcional:

En caso de que así se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario entre los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Prospecto.

Rescate por Razones Impositivas: La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, a un precio igual al 100% del monto de capital pendiente de pago, junto con Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados, pero excluyendo la fecha de rescate, cuando ocurran ciertos cambios en la ley tributaria. Para mayor información, véase la Sección “*De la Oferta, el Listado y la Negociación -- Rescate Opcional*” del presente Prospecto. En todos los casos, se respetará el trato igualitario entre los inversores.

Ciertos Compromisos: A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “*De la Oferta, el Listado y la Negociación -Ciertos Compromisos*” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.

Eventos de Incumplimiento A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los eventos detallados “*De la Oferta, el Listado y la Negociación -Eventos de Incumplimiento*” del presente Prospecto, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán declarar la caducidad de los plazos para los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Nuevas Obligaciones Negociables La Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión. El Suplemento de Prospecto respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Jurisdicción


A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de conformidad con los Artículos 32 inciso f) y 46 de la Ley de Mercado de Capitales y de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación será ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y concordante del Código Procesal y Civil de la Nación.

Ley Aplicable:

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean "obligaciones negociables" bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley Nro. 19.550, tal como fuera enmendada ("Ley General de Sociedades") y todas las demás normas vigentes argentinas.

Factores de Riesgo:

El destinatario debe considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente Prospecto. Para más información, véase la Sección “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto para una descripción de ciertos riesgos importantes que se derivan de la inversión en las Obligaciones Negociables.



Ezequiel M. Abal
Subdelegado

DE LA OFERTA, EL LISTADO Y LA NEGOCIACIÓN

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Prospecto correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros, según se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de US\$ 900.000.000 (Dólares Estadounidenses novecientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Asimismo, podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o fórmulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley Nro. 27.271 (UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley Nro. 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA) y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo con cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. También podrán emitirse Obligaciones Negociables vinculadas a un índice y/o una fórmula (como ser el caso de Obligaciones Negociables denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia o en Unidades de Vivienda actualizables por el Índice del Costo de la Construcción y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV), devengando intereses a una tasa fija o variable o sujetos a la evolución de un activo financiero o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los documentos correspondientes y, a menos que en dichos Suplementos de Prospecto se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará la cantidad real de días transcurridos tomando como base un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

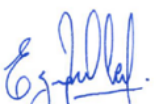
A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado en su respectiva fecha de pago y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitivos sobre el importe impago desde la fecha en que dicho importe debería haber sido abonado, inclusive, y hasta la fecha de su efectivo pago, no inclusive, a la tasa de interés correspondiente al período de intereses en curso en ese momento (o en caso que la falta de pago en cuestión fuera luego de la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables en cuestión, a la tasa de interés que hubiera correspondido a un nuevo período de intereses calculada de la misma manera que la tasa de interés de cualquier otro período de intereses) incrementada en 200 puntos básicos (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables que no devenguen intereses y, a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los intereses punitivos se devengarán a la tasa implícita de las Obligaciones Negociables en cuestión, incrementada en 200 puntos básicos). A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los intereses punitivos se capitalizarán mensualmente el último día de cada mes calendario y serán considerados, a partir de la fecha en que se produzca tal capitalización, como capital a todos los efectos que pudiera corresponder. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los importes que devenguen intereses conforme con este párrafo no devengarán intereses conforme con el párrafo anterior.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todos los pagos realizados por la Emisora con respecto a las Obligaciones Negociables, ya sea que correspondan a capital o a intereses, se efectuarán sin mediar retenciones o deducciones por impuestos o tasas aplicables o a cuenta de ellas, salvo que lo exija la ley, en cuyo caso, con sujeción a las excepciones establecidas, la Emisora abonará los montos adicionales exigidos de manera tal que el monto neto recibido por los tenedores de las Obligaciones Negociables

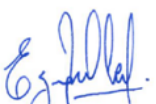

Ezequiel M. Abal
Subdelegado

con respecto al capital, los intereses u otros conceptos asociados a las Obligaciones Negociables, con posterioridad a cualquier retención o deducción, no resulte inferior al monto que se hubiera percibido de no haber mediado dichas retenciones o deducciones. (los “Montos Adicionales”).

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora no abonará los Montos Adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por la Emisora por escrito, de proporcionar información, documentos u otras pruebas, en la forma y en las condiciones requeridas por las normas aplicables relativas a la nacionalidad, residencia, identidad, origen de los fondos o en relación con una conexión con la Argentina de dicho tenedor o de dicha persona u otra información significativa si tales requisitos fueran exigidos o impuestos por las normas aplicables como una condición previa para una exención total o parcial de dicho impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental; (iv) cuando sea en relación con cualquier impuesto que grave la masa hereditaria, activo, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto sobre los bienes personales o impuesto, contribución o carga gubernamental similar; (v) respecto de cualquier impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental que no fuera pagadera por vía de deducción o retención de los pagos de las Obligaciones Negociables; (vi) respecto de impuestos que no habrían sido fijados si el tenedor hubiera presentado dicha Obligación Negociable para el cobro (cuando se requiera tal presentación) a otro agente de pago; (vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Emisora por haber actuado la misma como “obligado sustituto” del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii).

Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago sobre cualquier Obligación Negociable a cualquier tenedor que fuera un fiduciario, sociedad de personas o cualquier persona que no sea el único titular beneficiario de dicho pago, si un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los Montos Adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

El Decreto Nro. 1.076/92 (modificado por el Decreto Nro. 1.157/92, y ambos ratificados por Ley Nro. 24.307) eliminó la exención al impuesto a las ganancias respecto de contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación de conformidad con 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 Nro. 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 del Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley Nro. 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 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


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

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 (en adelante los “Sujetos-excluidos”). La Emisora en ningún caso pagará los montos adicionales referidos más arriba a los tenedores que sean Sujetos-excluidos.

Listado y negociación

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA y/o su negociación en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream. No se puede garantizar que estas solicitudes serán aceptadas.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que seleccione la Emisora y se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes. La Emisora sólo seleccionará a agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) que se encuentren debidamente autorizados por la CNV para operar en tal función.

Forma de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley Nro. 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informará la calificación otorgada en los Suplementos de Prospecto correspondientes. En caso de que la Emisora opte por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes.

Acción Ejecutiva

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “Obligaciones Negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

En caso de que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso de que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, la Emisora o el correspondiente agente de registro podrán expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Rescate Opcional

En caso de que así se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario entre los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Prospecto.

Rescate por Razones Impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora podrá, mediante notificación irrevocable efectuada a los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, con una antelación no menor a 30 días ni mayor a 60 días a la fecha en que la Emisora vaya a efectuar el rescate en cuestión, rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que (i) en ocasión del siguiente pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, la Emisora se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo "Montos Adicionales" del presente como resultado de cualquier cambio, modificación y/o reforma de las normas vigentes de la Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o como resultado de cualquier cambio en la aplicación, reglamentación y/o interpretación gubernamental de dichas normas vigentes, incluida la interpretación de cualquier tribunal competente, toda vez que dicho cambio o modificación entre en vigor en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión o con posterioridad a la misma; y (ii) dicha obligación no pueda ser evitada por la Emisora mediante la adopción por parte de la misma de medidas razonables a su disposición. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables que se rescaten conforme con la presente cláusula se rescatarán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables así rescatados, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables en cuestión.

Ciertos Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los compromisos detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y/o agregar compromisos adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), la Emisora se obliga a cumplir los siguientes compromisos en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación:

Compromisos de Hacer

- **Estados Contables, Libros, Cuentas y Registros**

La Emisora preparará sus estados contables de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV), y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. Asimismo, la Emisora llevará libros, cuentas y registros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV).

- **Personería Jurídica y Bienes**

La Emisora deberá: (i) mantener vigente su personería jurídica; (ii) tomar todas las medidas necesarias para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad (excepto en casos de reorganización societaria), y otros derechos similares necesarios y/o convenientes para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones; y (iii) mantener los bienes que sean necesarios para el adecuado desenvolvimiento de sus

negocios, actividades y/u operaciones en buen estado de uso y conservación, debiendo efectuar todas las reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras que resulten necesarias para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones.

- **Mantenimiento de Oficinas**

Si para una o más clases de Obligaciones Negociables la Emisora no hubiera designado un agente de pago y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, la Emisora mantendrá una oficina en Buenos Aires en la que se podrán presentar las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión para el pago y en la que podrán entregar las Obligaciones Negociables para el registro de transferencias o canjes. Sin perjuicio de lo anterior, en tanto existan Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación, la Emisora mantendrá una oficina en Buenos Aires donde se le podrán enviar, en su caso, notificaciones e intimaciones en relación con las Obligaciones Negociables.

- **Notificación de Incumplimiento**

La Emisora notificará inmediatamente a los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, a través de un aviso en la AIF, la ocurrencia de cualquier Evento de Incumplimiento (según se define más adelante), salvo que el mismo sea remediado y/o dispensado. Dicha notificación especificará el Evento de Incumplimiento y las medidas que la Emisora se proponga adoptar en relación con el mismo.

- **Listado y Negociación**

En caso de que en los Suplementos de Prospecto correspondientes se especifique que las Obligaciones Negociables de una o más clases y/o series listarán y/o negociarán en uno o más mercados autorizados del país o del exterior, la Emisora realizará sus mejores esfuerzos para obtener y mantener las correspondientes autorizaciones para dicho listado y/o negociación y para cumplir con los requisitos establecidos por mercados autorizados. Adicionalmente, la Emisora podrá solicitar que las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream.

- **Cumplimiento de Normas y Otros Acuerdos**

La Emisora cumplirá con todas las normas vigentes que le sean aplicables y con todas las obligaciones asumidas bajo cualquier acuerdo del cual sea parte, salvo cuando el incumplimiento de dichas normas o acuerdos no tuviera un efecto significativo adverso en la situación financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios o las perspectivas de la Emisora.

- **Transacciones con Partes Relacionadas**

La Emisora realizará y celebrará cualquier transacción y/o serie de transacciones que califiquen como actos o contratos con partes relacionadas bajo la Ley de Mercado de Capitales, en cumplimiento de los requisitos establecidos por dicha ley y las demás normas vigentes aplicables.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Emisora y/o dicha parte relacionada de la Emisora, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora (y/o por cualquier parte relacionada de la Emisora), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Emisora), no serán considerados en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Emisora ni a dicha parte relacionada de la Emisora derecho a voto en tales asambleas ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en "Eventos de Incumplimiento" del presente y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos de Prospecto

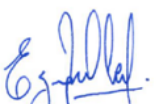
correspondientes.

Eventos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los eventos de incumplimiento detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y/o agregar eventos de incumplimiento adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los siguientes eventos, cada uno de ellos constituirá un “Evento de Incumplimiento”:

- (i) incumplimiento por parte de la Emisora en el pago a su vencimiento de cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y dicho incumplimiento subsista durante un período de cinco (5) días;
- (ii) incumplimiento por parte de la Emisora en el pago a su vencimiento de cualquier monto de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión (excluyendo cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), y dicho incumplimiento subsista durante un período de treinta (30) días;
- (iii) incumplimiento por parte de la Emisora de las obligaciones asumidas en el marco de “Compromisos” del presente (y/o de las obligaciones asumidas en el marco de otros “compromisos” que se establezcan en los Suplementos de Prospecto correspondientes), y dicho incumplimiento subsista durante un período de treinta (30) días;
- (iv) incumplimiento por parte de la Emisora de cualquier obligación bajo las Obligaciones Negociables (distinta de las referidas en los incisos (i), (ii) y/o (iii) anteriores) y dicho incumplimiento subsista durante un período de treinta (30) días contados a partir de la fecha en la cual la Emisora haya recibido de cualquier tenedor una notificación por escrito en la que se especifique dicho incumplimiento y se solicite su subsanación;
- (v) (a) cualquier Endeudamiento (según dicho término se define más adelante) de la Emisora (distinto de las Obligaciones Negociables), se torna exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento de un modo que no sea a opción de la Emisora, y/o (b) cualquier Endeudamiento (conforme se define más adelante) de la Emisora (distinto de las Obligaciones Negociables), no es pagado a su vencimiento o, según sea el caso, dentro del período de gracia aplicable, y/o (c) incumplimiento por parte de la Emisora en el pago a su vencimiento de cualquier importe debido en razón de cualquier garantía y/o indemnidad, actual o futura, constituida respecto de cualquier Endeudamiento; siempre que la suma total de los respectivos Endeudamientos, garantías y/o indemnidades respecto de los cuales uno o más de los Eventos de Incumplimiento incluidos en este inciso haya ocurrido sea igual o superior a US\$ 30.000.000 (Dólares Estadounidenses treinta millones) o su equivalente en otras monedas, y dicho evento subsista durante un período de treinta (30) días, (salvo que, en los eventos previstos en los puntos (b) y/o (c) de este inciso, la falta de pago se deba exclusivamente a la existencia de controles cambiarios en la Argentina que impidan a la Emisora efectuar los pagos en cuestión habiendo cumplido con todas las exigencias previstas por las normas vigentes y en la medida que no se hubiera tornado exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento el Endeudamiento, garantía y/o indemnidad en cuestión de acuerdo con sus respectivos términos y la Emisora acredite que cuenta con los fondos suficientes para efectuar los pagos en cuestión y que no cuenta con ningún otro medio y/o recurso disponible para efectuar tales pagos conforme con las normas vigentes);

Se dictaren una o más decisiones judiciales finales e irrecurribles, o se librare una orden u órdenes para el pago de dinero, en conjunto, por una suma superior a US\$ 30.000.000 (Dólares


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

Estadounidenses treintamillones) (o su equivalente en dólares si estuviese denominada en otra moneda) decididas por uno o más tribunales judiciales, tribunales administrativos o cualquier otro órgano con competencia jurisdiccional respecto de la Emisora y tales decisiones jurisdiccionales u órdenes (en el monto en exceso de la suma antedicha) no se pagaren, anularen, o revocaren dentro de los sesenta (60) días siguientes a la notificación del pronunciamiento o se hubieren recurrido ante las instancias correspondientes dentro de dicho plazo;

- (vi) incumplimiento por parte de la Emisora de cualquier pago dispuesto por una sentencia firme dictada por un tribunal competente y pasada en autoridad de cosa juzgada, siempre que el importe a pagar dispuesto por dicha sentencia sea igual o superior a US\$ 30.000.000 (Dólares Estadounidenses treinta millones) o su equivalente en otras monedas y hayan transcurrido 30 días desde la fecha de pago dispuesta por la respectiva sentencia;
- (vii) la Emisora (a) es declarada en concurso preventivo o en quiebra por una sentencia firme dictada por un tribunal competente, y/o la Emisora es declarada en cesación de pagos, y/o interrumpe y/o suspende el pago de la totalidad o de una parte sustancial de sus deudas; (b) pide su propio concurso preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) propone y/o celebra una cesión general y/o un acuerdo general con o para beneficio de sus acreedores con respecto a la totalidad o a una parte sustancial de sus deudas (incluyendo, sin limitación, un acuerdo preventivo extrajudicial) y/o declara una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconoce una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte sustancial de sus deudas; y/o (e) consiente la designación de un administrador y/o interventor de la Emisora, respecto de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Emisora;
- (viii) la Emisora interrumpe el desarrollo de la totalidad o de una parte sustancial de sus actividades u operaciones, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión;
- (ix) cualquier tribunal o autoridad gubernamental competente (i) expropia, nacionaliza y/o confisca la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Emisora y/o de su capital accionario; (ii) toma una medida efectiva para la disolución y/o liquidación de la Emisora, salvo con el objeto de llevar a cabo una fusión; y/o (iii) toma cualquier acción (1) por la cual asuma la custodia y/o el control de la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de la Emisora y/o de las actividades u operaciones de la Emisora y/o del capital accionario de la Emisora, y/o (2) que impida a la Emisora y/o a sus directores, gerentes y/o empleados desarrollar la totalidad o una parte sustancial de sus actividades u operaciones en forma habitual, siempre que dicha acción subsista por un plazo de sesenta (60) días y/o tenga un efecto significativo adverso sobre los negocios de la Emisora y/o la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables;
- (x) sea ilícito el cumplimiento por parte de la Emisora de cualquier obligación asumida bajo las Obligaciones Negociables, y/o cualquiera de dichas obligaciones dejara de ser válida, obligatoria y ejecutable; y/o
- (xi) los accionistas y/o directores de la Emisora dispongan la disolución y/o liquidación de la Emisora, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión.

A los efectos del presente, "Endeudamiento" significa, sin duplicación, respecto de cualquier persona humana, sociedad anónima, sociedad de responsabilidad limitada, fideicomiso, *joint venture*, asociación, empresa, sociedad de personas, Autoridad Gubernamental o cualquier otra entidad u organización ("Persona"):

- (i) toda obligación de dicha Persona resultante de préstamos de dinero;
- (ii) toda obligación de dicha Persona instrumentada a través de títulos, *debentures*, pagarés o documentos similares;
- (iii) toda obligación de dicha Persona bajo una venta u otro contrato relativo a propiedades adquiridas

por dicha Persona;

- (iv) toda obligación de dicha Persona con respecto al diferimiento del pago del precio de compra de bienes o servicios (excluidas las cuentas comerciales a pagarse en el curso ordinario de los negocios de la Emisora en condiciones de mercado), que deba ser reflejada en el balance de dicha Persona como pasivo de acuerdo a los PCGA;
- (v) todo Endeudamiento de terceros garantizado mediante (o en virtud del cual el acreedor de dicho Endeudamiento tenga derecho, condicional o no, a ser garantizado mediante) cualquier Gravamen (conforme se define más adelante) constituido sobre bienes de propiedad o adquiridos por dicha Persona, sin perjuicio de que dicho Endeudamiento garantizado haya sido contraído o no por dicha Persona, previéndose que, en el caso que dicho Endeudamiento no hubiera sido contraído por dicha Persona, el monto de dicho Endeudamiento, a los fines de este acápite (v) será considerado igual al menor de (x) el total adeudado en virtud de dicho Endeudamiento, y (y) el valor de mercado del bien sobre el cual recae dicho Gravamen determinado de buena fe por el directorio de dicha Persona;
- (vi) todo Endeudamiento de terceros garantizado por cualquier Garantía (conforme se define más adelante) de dicha Persona;
- (vii) toda obligación, condicional o no, de dicha Persona como parte relativa a cartas de crédito, aceptaciones bancarias, cartas de garantía o instrumentos similares, excepto (x) aquellas emitidas en el curso ordinario de los negocios de la Emisora para cancelar cuentas comerciales en condiciones de mercado, o cualquier otra obligación que no constituya un Endeudamiento y (y) aquellas que estén totalmente garantizadas (siempre que tal Garantía esté permitida en el presente);
- (viii) toda obligación de dicha Persona relativa a la adquisición de títulos u otros bienes, emergentes de o en conexión con, la venta de dichos títulos o bienes sustancialmente similares por plazos superiores a 30 días; y
- (ix) toda obligación de dicha Persona bajo Contratos de Cobertura, previéndose sin embargo que (A) las obligaciones relativas a cualquier acuerdo de ese tipo no serán consideradas como Endeudamiento, bajo ninguna circunstancia distinta de las previstas en la cláusula (B), y (B) todo Endeudamiento al que se hace referencia en la cláusula (A) anterior, de cualquier Persona, será igual a cero salvo y hasta que, lo que suceda primero de, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento bajo dicho Endeudamiento, o que dicho Endeudamiento deba ser cancelado, en cuyo caso (a) dicho Endeudamiento no será considerado como tal a los efectos de la limitación al Endeudamiento que se pudiera establecer en cualquier Suplemento de Precio y (b) a los fines del evento de incumplimiento previsto en el apartado (v) de este Prospecto, el monto de dicho Endeudamiento será el del pago cancelatorio debido por dicha Persona, determinado conforme lo establecido en el contrato que gobierne dicho Endeudamiento.

El Endeudamiento de cualquier Persona incluirá el Endeudamiento de cualquier entidad (incluida cualquier sociedad en la cual dicha Persona sea socio solidario), en la medida que dicha Persona sea responsable como consecuencia de su participación en, u otra relación con, dicha entidad, a menos que dicha Persona no resulte responsable por tal Endeudamiento conforme los términos de éste.

“Contratos de Cobertura” significa (i) todo *swap* de tasas de interés, convenio sobre tasa de interés máxima u otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación de las tasas de interés, o (ii) todo contrato de compra de divisas a plazo, *swap* de divisas o cualquier otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación en los tipos de cambio, en cada caso celebrado en el curso ordinario de los negocios y sin fines especulativos.

“Garantía” significa cualquier obligación, eventual o de otro tipo, de una Persona que directa o indirectamente garantice un Endeudamiento u otra obligación financiera de cualquier otra Persona y, sin limitar la generalidad

de lo antedicho, toda obligación, directa o indirecta, eventual o de otro tipo, de dicha Persona (i) de comprar o pagar (o adelantar o proveer fondos para su compra o pago) de dicho Endeudamiento u otra obligación de dicha otra Persona (ya sea que se origine en virtud de convenios de asociación de personas, o por un convenio de administración eficiente, de compra de activos, bienes, títulos valores o servicios, contratos *take-or-pay* o para mantener las condiciones reflejadas en los estados contables o para otro objeto) o (ii) contraída a los fines de garantizar de alguna otra forma al acreedor de dicho Endeudamiento u otra obligación su respectivo pago, o para proteger a dicho acreedor contra toda pérdida incurrida al respecto, ya sea total o parcialmente; disponiéndose que el término “Garantía” no incluye endosos realizados para el cobro o depósito en el curso ordinario de los negocios ni garantías de cumplimiento que no incluyan ninguna obligación de pago contingente. El término “Garantizar”, en su función de verbo, tendrá el significado correspondiente.

“Gravamen” significa (i) en relación con cualquier activo: (a) cualquier hipoteca, fideicomiso, privilegio, prenda, carga o cesión fiduciaria, con el objeto de constituir un derecho real de garantía en relación a dicho activo, o (b) el interés de un vendedor o locador bajo cualquier contrato de venta condicional, leasing o derecho de retención (o cualquier locación financiera que tenga sustancialmente un efecto económico igual al de cualquiera de los anteriores) relacionado con dicho activo; y (ii) en el caso de títulos valores, cualquier opción de compra, licitación o derecho contractual similar de cualquier tercero con relación a dichos títulos valores.

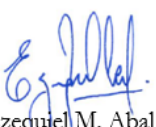
Si se produce y subsiste uno o más Eventos de Incumplimiento, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Emisora, declarar la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, deviniendo la totalidad de tales montos exigibles y pagaderos en forma inmediata. En caso que se hubiera producido la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de cualquier clase, los tenedores de Obligaciones Negociables de dicha clase en circulación que representen como mínimo el 51% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Emisora, dejar sin efecto la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de dicha clase, siempre y cuando la totalidad de los Eventos de Incumplimiento hubieran sido subsanados y/o dispensados. Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora, y/o hayan sido adquiridas por cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera por parte de la Emisora y/o dicha parte relacionada, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular los porcentajes contemplados en este párrafo.

Las disposiciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de los derechos de cada tenedor individual de Obligaciones Negociables de iniciar una acción contra la Emisora por el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto vencido e impago bajo las Obligaciones Negociables. Los derechos de los tenedores de Obligaciones Negociables detallados en esta cláusula son además de, y no excluyentes de, cualquier otro derecho, facultad, garantía, privilegio, recurso y/o remedio que los mismos tengan conforme con las normas vigentes.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Reemplazo


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en todos los casos el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión denunciará el hecho a la Emisora, a través de una nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la CNV o el BCRA, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación. Una vez presentada la denuncia, la Emisora suspenderá los efectos del título en cuestión y publicará un aviso en el Boletín oficial y en uno de los diarios de mayor circulación, por un día, en el cual se identificará: i) nombre; ii) documento de identidad; iii) domicilio especial del denunciante; iv) datos necesarios para la identificación de los títulos valores comprendidos; v) especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de los títulos, en su caso; y vi) la citación a quienes se crean con derecho para deducir oposición, dentro de los sesenta días. Asimismo, la Emisora notificará a CNV y a BYMA sobre el hecho.

Una vez pasados los sesenta días y no existiendo oposición alguna, la Emisora emitirá un certificado provisorio, o un nuevo título, en caso de tratarse de un título nominativo no endosable. Pasado un año de la entrega del certificado provisorio, la Emisora lo canjeará por un nuevo título definitivo, a todos los efectos legales, previa cancelación del original, excepto que medie orden judicial en contrario.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto, y los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago o sistema de depósito colectivo en cuestión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registrados las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos de Prospecto correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto. Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o

cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos de Prospecto correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior.

Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Las obligaciones de pago se considerarán cumplidas y liberadas en la medida en que la Emisora ponga a disposición de los inversores, o del agente de pago de existir éste, o de la Caja de Valores S.A. en cuanto a las Obligaciones Negociables allí depositadas, los fondos correspondientes.

Nuevas Obligaciones Negociables

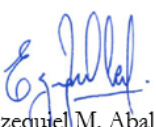
A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión. El Suplemento de Prospecto respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA"), o el que se cree en el futuro en la BCBA, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución Nro. 18.629 de la CNV. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación será ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y concordante del Código Procesal y Civil de la Nación.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos de Prospecto correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (i) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (ii) agregar eventos de incumplimiento en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, agente de pago y/u otro agente;
- (iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables; y/o introducir cualquier cambio que, en opinión de buena fe del directorio de la Emisora, no afecte de modo sustancial y adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Asambleas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por el directorio o, en su defecto, la comisión fiscalizadora de la Emisora cuando lo juzgue necesario y/o le fuera requerido por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y para tratar y decidir sobre cualquier asunto que competa a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine la Emisora o en su caso el fiduciario o el agente fiscal designado en relación con las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Si una asamblea se convoca a solicitud de los tenedores referidos más arriba, el orden del día de la asamblea será el determinado en la solicitud y dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en que la Emisora reciba tal solicitud. Toda asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie será convocada en primera convocatoria con una antelación no inferior a diez días ni superior a 30 respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante cinco Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina, o en segunda convocatoria con una antelación no inferior a ocho días respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante tres Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina. Las asambleas podrán convocarse en primera y segunda convocatoria mediante el mismo aviso de convocatoria. El aviso de convocatoria deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea, el correspondiente orden del día y los requisitos de asistencia, y quedando cualquier costo asociado a cargo de la Emisora.

Todo tenedor de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie correspondiente puede asistir a las asambleas en persona o a través de un apoderado. Los directores, funcionarios, gerentes, miembros de la comisión fiscalizadora y/o empleados de la Emisora no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a la Emisora con no menos de tres Días Hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión. Los tenedores no podrán disponer de las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

De conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, las asambleas serán presididas por el representante de obligacionistas previamente designado, o en su defecto, por quien la mayoría de los tenedores presentes en la Asamblea en cuestión elijan entre los presentes en la misma; estableciéndose que en caso de no designarse dicho presidente de entre los presentes, la Asamblea será presidida por un miembro del órgano de fiscalización de la Emisora. Ante la ausencia de estos, será presidida por un representante de la CNV o por quien designe el juez.

Las asambleas de tenedores pueden ser ordinarias o extraordinarias. Corresponde a la asamblea ordinaria la consideración de cualquier autorización, instrucción, o notificación y, en general, todos los asuntos que no sean competencia de la asamblea extraordinaria. Corresponde a la asamblea extraordinaria (i) toda modificación a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables (sin perjuicio que en los supuestos mencionados en los puntos (1) a (6) siguientes se requiere unanimidad, salvo por lo previsto más abajo) y (ii) las dispensas a cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, pero no limitado a, las dispensas a un incumplimiento pasado o Evento de Incumplimiento bajo las mismas).

El quórum para la primera convocatoria estará constituido por tenedores que representen no menos del 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda, y si no se llegase a completar dicho quórum, los tenedores que representen no menos del 30% del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la persona o personas presentes en dicha asamblea (en el caso de una asamblea ordinaria) constituirán quórum para la asamblea convocada en segunda convocatoria. Tanto en las asambleas ordinarias como en las extraordinarias, ya sea en primera o en segunda convocatoria, las decisiones se tomarán por el voto afirmativo de tenedores que representen la mayoría absoluta del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda según sea el caso, presentes o representados en las asambleas en cuestión, estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen el porcentaje correspondiente del valor nominal en ese momento en circulación de las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie que se especifica en "Eventos de Incumplimiento" para adoptar las medidas especificadas en dicho título. No obstante lo anterior, salvo que los Suplementos de Prospecto correspondientes prevean lo contrario de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, tal como se explica más abajo, se requerirá el voto afirmativo unánime de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie afectados en relación con toda modificación de términos esenciales de la emisión, incluyendo, sin carácter limitativo, a las siguientes modificaciones:

- (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (3) cambio del lugar y/o moneda de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (4) reducción del porcentaje del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesario para modificar o enmendar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o para prestar su consentimiento a una dispensa bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, cuando sea aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o reducir los requisitos para votar o constituir quórum descriptos anteriormente;
- (5) eliminar y/o modificar los Eventos de Incumplimiento de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión; y/o
- (6) modificar los requisitos anteriores y/o reducir del porcentaje del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesario, para dispensar un

Evento de Incumplimiento.

Sin perjuicio de lo recién mencionado, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, 8vo párrafo, los Suplementos de Prospecto correspondientes podrán prever la posibilidad de modificar términos esenciales de la clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en cuestión, sin que resulte aplicable lo dispuesto en el artículo 354 de la Ley General de Sociedades respecto del requisito de unanimidad. De esta manera, la Emisora, puede establecer en los correspondientes Suplementos de Prospecto mayorías especiales de tenedores para aprobar la modificación de términos esenciales y cualquier otro término de la emisión.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera, no darán al tenedor derecho a voto ni serán computadas para la determinación del quórum ni de las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por la asamblea serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, independientemente de si estaban presentes en la asamblea o no y de que hayan votado o no.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título "*Asambleas*", de conformidad con el artículo 14, último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los correspondientes Suplementos de Prospecto podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de obligacionistas sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los obligacionistas la debida información previa y el derecho a manifestarse.

Las asambleas se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades (en especial los artículos 354 y 355, por aplicación del artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables) y las demás normas y requisitos vigentes establecidos por los mercados autorizados en los que se listen y/o negocien la clase y/o serie de Obligaciones Negociables de que se trate en todo lo que no hubiera sido expresamente previsto en el presente. Toda publicidad referida a las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables será informada en la AIF.

Mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Estado Nacional se podrán celebrar asambleas de Tenedores de Obligaciones Negociables cumpliendo con las formalidades exigidas por las Normas de la CNV y en especial, la RG 830/2020 y o cualquier otra normativa que la reemplace, actualice y/o modifique en el futuro.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Informativo del BYMA y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora efectuará 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 los mercados autorizados del país o del exterior donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para

que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Emisora deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Prescripción

Los reclamos contra la Emisora por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV.

Plan de Distribución

Las Obligaciones Negociables a ser emitidos en el marco del Programa serán ofrecidas al público en la Argentina de acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, para su colocación por oferta pública a través de uno o más Agentes Colocadores, designados mediante un contrato de colocación, conforme se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Asimismo, las Obligaciones Negociables se adjudicarán por el método que se establezca en el Suplemento respectivo, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (*book building*), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia; y cumpla con todo lo previsto en las Normas de la CNV. En cada Suplemento se describirá y detallará la forma en que se colocarán, suscribirán y adjudicarán las Obligaciones Negociables.

La colocación primaria de las Obligaciones Negociables se efectuará cumpliendo con las siguientes pautas mínimas:

- publicación previa del Prospecto y del Suplemento de Prospecto y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV; y
- difusión de los documentos de la oferta durante un plazo mínimo de tres (3) Días Hábiles con anterioridad a la fecha de inicio del proceso de adjudicación de los títulos (o el plazo mínimo que requieran las Normas de la CNV), informando, entre otros (i) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y máximo; (ii) unidad mínima de negociación; (iii) moneda de denominación; (iv) precio o tasa de interés, según corresponda; (v) plazo o vencimiento; (vi) amortización; (vii) forma de negociación; (viii) detalle de las fechas de inicio de la subasta o licitación, límite de recepción y retiro de ofertas (en este último caso, de corresponder) y liquidación, (ix) definición de las variables, que podrán incluir precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable fija y determinada, detallando las reglas de prorrateo si las ofertas excedieran el monto licitado.

Las Obligaciones Negociables podrán ser colocadas mediante licitación pública ciega -de "ofertas selladas"- o abierta, conforme lo defina la Emisora en cada oportunidad.

ANEXO I

Estados financieros correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

La información financiera seleccionada de la Emisora que se presenta a continuación incluye aquella existente al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y debe interpretarse de forma conjunta con los estados contables de la Emisora a la fecha indicada y está condicionada en su totalidad por referencia a los mismos.


Los estados financieros de la Emisora correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 se encuentran publicados en el sitio web de la CNV, www.cnv.gov.ar en la sección "Empresas/ MSU Energy S.A./ Información Financiera/ Estados Contables" bajo el ID N°3045276.

a) ESTADOS FINANCIEROS

1. Estado del Resultado y Otro Resultado Integral

La siguiente tabla presenta los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.

	<u>31/03/2023</u>	<u>31/03/2022</u>
Ventas	9.376.214	5.472.931
Costo de ventas	(3.224.181)	(1.313.703)
Ganancia bruta	6.152.033	4.159.228
Gastos de comercialización	(94.074)	(39.979)
Gastos de administración	(279.134)	(138.042)
Otros ingresos	<u>9.400</u>	<u>-</u>
Ganancia operativa	5.788.225	3.981.207
Ingresos financieros	2.598.017	418.331
Egresos financieros	(6.646.613)	(2.712.436)
Resultados financieros, netos	(4.048.596)	(2.294.105)
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	1.739.629	1.687.102
Cargo por impuesto a las ganancias	(354.015)	(341.193)
Ganancia del período	<u>1.385.614</u>	<u>1.345.909</u>
Otro resultado integral		
Ítems que no se van a revertir contra resultados en el futuro		
Diferencia por conversión	<u>5.400.705</u>	<u>1.095.003</u>
Otro resultado integral del período	<u>5.400.705</u>	<u>1.095.003</u>
Ganancia integral del período	<u>6.786.319</u>	<u>2.440.912</u>


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


2. Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación financiera de la Emisora al 31 de marzo de 2023, presentado en forma comparativa al 31 de diciembre de 2022.

	<u>31/03/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE		
Propiedad, planta y equipo	187.429.066	159.343.944
Préstamos financieros otorgados a accionistas	10.121.993	8.471.248
Créditos impositivos y aduaneros	623.654	354.310
Otros créditos	<u>760.508</u>	<u>705.609</u>
Total del activo no corriente	<u>198.935.221</u>	<u>168.875.111</u>
ACTIVO CORRIENTE		
Materiales y repuestos	3.539.879	2.847.906
Créditos impositivos y aduaneros	1.556.429	1.639.100
Otros créditos	1.258.747	1.130.002
Inversiones	603.158	533.371
Cuentas por cobrar comerciales	16.549.068	11.541.851
Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>5.794.803</u>	<u>13.905.143</u>
Total del activo corriente	<u>29.302.084</u>	<u>31.597.373</u>
Total del activo	<u>228.237.305</u>	<u>200.472.484</u>
PATRIMONIO		
Capital social	468.160	468.160
Prima de fusión	(424.764)	(424.764)
Reserva legal	261.282	221.466
Reserva facultativa	24.399.276	20.681.191
Resultados no asignados	10.220.863	7.515.209
Reserva por conversión	<u>2.074.693</u>	<u>1.751.929</u>
Patrimonio	<u>36.999.510</u>	<u>30.213.191</u>
PASIVO		
PASIVO NO CORRIENTE		
Pasivo neto por impuesto diferido	8.528.212	6.935.381
Deudas fiscales	588.179	571.048
Deudas financieras	<u>147.466.310</u>	<u>126.521.347</u>
Total del pasivo no corriente	<u>156.582.701</u>	<u>134.027.776</u>
PASIVO CORRIENTE		
Deudas financieras	28.530.935	31.858.467
Otros pasivos	228.938	190.201
Deudas fiscales	490.953	298.287
Cuentas por pagar	<u>5.404.268</u>	<u>3.884.562</u>
Total del pasivo corriente	<u>34.655.094</u>	<u>36.231.517</u>
Total del pasivo	<u>191.237.795</u>	<u>170.259.293</u>
Total del pasivo y del patrimonio	<u>228.237.305</u>	<u>200.472.484</u>

3. Estado de Cambios en el Patrimonio

Las siguientes tablas presentan el estado de cambios en el patrimonio de la Emisora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado


Conceptos	Aportes de los propietarios		Resultados acumulados			Otros resultados integrales	Total
	Capital suscrito	Prima de fusión	Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados no asignados	Reserva por conversión	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	468.160	(424.764)	190.783	4.134.854	7.723.173	1.068.421	13.160.627
Ganancia del período	-	-	-	-	1.345.909	-	1.345.909
Otro resultado integral del período	-	-	-	-	-	1.095.003	1.095.003
Reclasificación de otro resultado integral del período	-	-	-	33.702	656.174	(689.876)	-
Saldos al 31 de marzo de 2022	<u>468.160</u>	<u>(424.764)</u>	<u>190.783</u>	<u>4.168.556</u>	<u>9.725.256</u>	<u>1.473.548</u>	<u>15.601.539</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2022	468.160	(424.764)	221.466	20.681.191	7.515.209	1.751.929	30.213.191
Ganancia del período	-	-	-	-	1.385.614	-	1.385.614
Otro resultado integral del período	-	-	-	-	-	5.400.705	5.400.705
Reclasificación de otro resultado integral del período	-	-	39.816	3.718.085	1.320.040	(5.077.941)	-
Saldos al 31 de marzo de 2023	<u>468.160</u>	<u>(424.764)</u>	<u>261.282</u>	<u>24.399.276</u>	<u>10.220.863</u>	<u>2.074.693</u>	<u>36.999.510</u>

4. Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de la Emisora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y por el período de tres meses finalizado el 31 de junio de 2022.

	31/03/2023	31/03/2022
Actividades operativas		
Ganancia del período	1.385.614	1.345.909
Ajustes correspondientes a partidas que no generan ni consumen fondos:		
Impuesto a las ganancias devengado	354.015	341.193
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	1.780.694	672.262
Intereses devengados	2.328.475	2.029.135
Diferencia de cambio y conversión	4.058.823	672.858
Resultados de los cambios en el valor razonable de los activos financieros	(14.641)	-
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento en cuentas por cobrar comerciales	(4.911.598)	(1.381.600)
Aumento en otros créditos	(155.753)	(41.274)
Aumento en créditos impositivos y aduaneros	(522.959)	(208.386)
Aumento de materiales y repuestos	(691.973)	(377.184)
Aumento en cuentas por pagar	1.065.812	310.099
Aumento en otros pasivos	37.767	11.323
Aumento en deudas fiscales	308.208	73.812
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	<u>5.051.766</u>	<u>3.448.147</u>
Actividades de inversión		
Pagos por compra de propiedad, planta y equipo	(750.153)	(82.485)
Cobro por venta de propiedad, planta y equipo	567	-
Cobro de intereses y otros resultados financieros	639.439	79.633
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	<u>(110.147)</u>	<u>(2.852)</u>
Actividades de financiación		
Fondos recibidos por la emisión de las nuevas obligaciones negociables	2.728.393	-
Pagos de arrendamientos financieros	(1.007)	(687)
Pago de capital por obligaciones negociables	(11.643.412)	(2.682.966)
Pago de intereses y otros gastos financieros	(5.480.886)	(3.231.010)
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación	<u>(14.396.912)</u>	<u>(5.914.663)</u>
Disminución neta del efectivo	<u>(9.455.293)</u>	<u>(2.469.368)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	13.905.143	6.452.767
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes	1.344.953	274.625
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	<u>5.794.803</u>	<u>4.258.024</u>
Disminución neta del efectivo	<u>(9.455.293)</u>	<u>(2.469.368)</u>

b) INDICADORES FINANCIEROS


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

A continuación, se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de la Emisora, con información correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 comparativo con el ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2022.

INDICES RELEVANTES			
31/03/2023			
Índice	Determinación	Importe	Unidad Índice
SOLVENCIA	Patrimonio neto	36.999.510	19,35%
	Pasivo Total	191.237.795	
LIQUIDEZ CORRIENTE	Activo Corriente	29.302.084	84,55%
	Pasivo Corriente	34.655.094	
INMOVILIZACION INMEDIATA	Activo No Corriente	198.935.221	87,16%
	Activo Total	228.237.305	
RENTABILIDAD	Resultado del período	1.385.614	4,15%
	Patrimonio neto	33.606.351	

INDICES RELEVANTES			
31/12/2022			
Índice	Determinación	Importe	Unidad Índice
SOLVENCIA	Patrimonio neto	30.213.191	17,75%
	Pasivo Total	170.259.293	
LIQUIDEZ CORRIENTE	Activo Corriente	31.597.373	87,21%
	Pasivo Corriente	36.231.517	
INMOVILIZACION INMEDIATA	Activo No Corriente	168.875.111	84,24%
	Activo Total	200.472.484	
RENTABILIDAD	Resultado del ejercicio	5.794.704	26,72%
	Patrimonio neto	21.686.909	

Indicadores Financieros al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022

El índice de solvencia de la Emisora al 31 de marzo de 2023 era de 19,35%, comparado con el 17,75% correspondiente al 31 de diciembre de 2022. Dicho incremento se debe principalmente al incremento del patrimonio neto por el resultado del período finalizado el 31 de marzo de 2023.

El índice de liquidez corriente de la Emisora al 31 de marzo de 2023 era de 84,55%, comparado con el 87,21% al 31 de diciembre de 2022. Dicha reducción se debe principalmente al incremento de las cuentas a cobrar comerciales, materiales y repuestos al 31 de marzo de 2023, compensado parcialmente por la disminución del efectivo y equivalente de efectivo, créditos impositivos y aduaneros y el incremento de las deudas financieras, cuentas por pagar y deudas fiscales.

El índice de inmovilización inmediata de la Emisora al 31 de marzo de 2023 era de 87,16%, comparado con el 84,24% correspondiente al 31 de diciembre de 2022. Dicho aumento se debe principalmente a las cuentas por cobrar comerciales corrientes al 31 de marzo de 2023 que al incrementarse hizo que el activo corriente posea un mayor porcentaje sobre el activo.

El índice de rentabilidad de la Emisora al 31 de marzo de 2023 era de 4,15% y de 26,72% al 31 de diciembre de 2022. La menor rentabilidad que se muestra en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 se debe fundamentalmente al menor resultado del período y como consecuencia, al incremento del patrimonio neto de la Emisora al 31 de marzo de 2023.

COVID-19

En diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (COVID-19) fue reportada en Wuhan, China. Desde entonces, el COVID-19 se propagó por más de 150 países, incluyendo Argentina. Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el estado de pandemia a nivel global.

La mayoría de los gobiernos, incluida Argentina, tomaron medidas estrictas para ayudar a contener la propagación del virus, incluido el cierre de las fronteras del país; la reducción drástica del transporte por aire, agua, ferrocarril y carretera, aislamiento de la población, cuarentena y restricciones de libre circulación, y cierre de negocios.

Estas medidas generaron la ralentización o suspensión de la mayoría de las actividades no esenciales y, consecuentemente, afectó de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a la interrupción o ralentización de las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica.

La actividad principal de la Emisora ha sido clasificada como esencial por el Gobierno Nacional y, por lo tanto, desde el inicio de la pandemia COVID-19, la Emisora ha continuado operando sin que esta situación afectara los ingresos por potencia contratada, su principal fuente de ingresos. Al 31 de diciembre de 2021, los plazos promedio de cobro de las cuentas por cobrar comerciales no han variado significativamente.

A pesar de que mediante el Decreto Nro. 678/2021, el Gobierno eliminó o modificó gran parte de las restricciones mencionadas anteriormente, la propagación del nuevo COVID-19, ha tenido y creemos continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para la Emisora. De todos modos, la Dirección de la Emisora continuará monitoreando la propagación de COVID-19 y los riesgos relacionados.


Se informa que la Emisora no es beneficiaria de ninguna disposición del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción, ni de ningún otro plan o programa del gobierno con relación al pago de sueldos. Asimismo, la Emisora accedió a la moratoria impositiva integral, Ley 27.562, establecida por el Gobierno Argentino.

c) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

	31/3/2023	31/12/2022
	(en miles de pesos)	
PATRIMONIO		
Capital social	468.160	468.160
Prima de fusión	(424.764)	(424.764)
Reserva legal	261.282	221.466
Reserva facultativa	24.399.276	20.681.191
Resultados no asignados	10.220.863	7.515.209
Reserva por conversión	2.074.693	1.751.929
Patrimonio	36.999.510	30.213.191
ENDEUDAMIENTO		
Deuda financiera a largo plazo:		
Obligaciones negociables	1 143.940.701	123.593.315
Deuda por arrendamiento financiero	-	1.412
Préstamos financieros	3.525.609	2.926.620
Deuda a largo plazo	147.466.310	126.521.347
Deuda financiera a corto plazo:		
Obligaciones negociables	1 28.525.866	31.853.803
Deuda por arrendamiento financiero	5.069	4.664
Deuda a corto plazo	28.530.935	31.858.467
Endeudamiento total	175.997.245	158.379.814
Total capitalización	212.996.755	188.593.005

1. Endeudamiento garantizado a largo plazo 83% y corto plazo 17%

La variación que se observa en el endeudamiento entre el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022 se debe a la emisión de la ON Clase VII por un monto de US\$15.100.000 en el mes de enero de 2023, sumado a la devaluación del Peso sobre el endeudamiento denominado


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

en Dólares Estadounidenses de la Emisora y a la cancelación de la sexta cuota de capital del Bono Internacional 2020.

d) VALORES NEGOCIABLES EN CIRCULACIÓN

El 1° de febrero de 2018, la Emisora colocó en el mercado local e internacional obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto de capital de US\$600.000.000 (el "Bono Internacional 2018"). El capital pendiente de pago del Bono Internacional 2018 devenga intereses a una tasa fija de 6,875% nominal anual. Los intereses son pagaderos los 1° de febrero y 1° de agosto de cada año, comenzando el 1° de agosto de 2018 y finalizando en la fecha de vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. El capital será amortizado en un único pago al vencimiento, es decir, el 1° de febrero de 2025. Los términos y condiciones del Bono Internacional 2018 incluyen compromisos y eventos de incumplimiento usuales para financiamientos de esta naturaleza para emisores similares.

Con fecha 7 de mayo de 2020, la Emisora emitió obligaciones negociables con oferta pública en el mercado internacional y local por US\$ 250.300.000 (el "Bono Internacional 2020"). El Bono Internacional 2020 tiene un plazo de 4 años, venciendo el 28 de febrero de 2024. El capital del Bono Internacional 2020 será amortizado en 10 (diez) cuotas trimestrales consecutivas, comenzando el 30 de noviembre de 2021. El capital del Bono Internacional devenga intereses a una tasa variable equivalente a la suma de la Tasa LIBOR más un margen aplicable, nominal anual, calculado de la siguiente manera: (i) para cada día del ejercicio que comienza en la fecha de emisión (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2021 (exclusive), 11,95%, (ii) para cada día del ejercicio que comienza el último día del ejercicio mencionado en (i) anterior (inclusive) y finaliza el día 28 de febrero de 2022 (exclusive), 12,50%, y (iii) para cada día del ejercicio que comienza en el último día del ejercicio mencionado en (ii) anterior (inclusive) y finaliza en la fecha en que todas las sumas adeudadas bajo el bono sean íntegramente canceladas, 13,00%. Los intereses se pagarán trimestralmente a plazo vencido cada 28 de febrero, 30 de mayo, 30 de agosto y 30 de noviembre, comenzando el 30 de agosto de 2020. A la fecha del presente, el valor nominal en circulación del Bono Internacional 2020 es US\$ 200.240.000.

Atento a que la Tasa LIBOR a 3 meses fue prorrogada hasta el mes de junio del año 2023, los intereses del Bono Internacional 2024 continúan siendo calculados con la mencionada tasa.

Con fecha 6 de agosto de 2021, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:


- Obligaciones Negociables Clase I: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos, con vencimiento a los 18 meses contados desde la fecha de emisión (las "Obligaciones Negociables Clase I"), por un valor nominal de USD 12.631.473. Las Obligaciones Negociables Clase I devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 5,49%, pagaderos trimestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase I será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 6 de febrero de 2023.
- Obligaciones Negociables Clase II: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en UVA, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión (las "Obligaciones Negociables Clase II"), por un valor nominal de 20.902.000 de UVAs (equivalente a \$ 1.750.089.000 y a USD 18.077.000). El Valor UVA Inicial fue de \$ 83,73, correspondiente a la cotización de la UVA publicada por el BCRA para el 30 de julio de 2021. Las Obligaciones Negociables Clase II devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 5,49% pagaderos trimestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase II será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 6 de agosto de 2023.

Con fecha 21 de diciembre de 2021, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:

- Obligaciones negociables Clase III: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en dólares estadounidenses, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión, por un valor nominal de USD 30.300.000. Las Obligaciones Negociables Clase III devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 7,35%, pagaderos semestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase III será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 21 de diciembre de 2023.

Con fecha 20 de mayo de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:

- Obligaciones negociables Clase IV: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones,


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

denominadas en dólares estadounidenses, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión, por un valor nominal de USD 15.200.000. Las Obligaciones Negociables Clase IV devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 7,5%, pagaderos semestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase IV será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 20 de mayo de 2024.

Con fecha 22 de julio de 2022, con posterioridad a la emisión de los estados financieros del segundo trimestre de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:

- Obligaciones negociables Clase V: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en dólares estadounidenses, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión, por un valor nominal de USD 15.100.000. Las Obligaciones Negociables Clase V devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 8%, pagaderos semestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase V será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 22 de julio de 2024.

Con fecha 2 de noviembre de 2022, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:

- Obligaciones negociables Clase V: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en dólares estadounidenses, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión, por un valor nominal de USD 45.544.190. Las Obligaciones Negociables Clase VI devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 9%, pagaderos semestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase VI será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 2 de noviembre de 2024.

Con fecha 12 de enero de 2023, la Emisora emitió las siguientes obligaciones negociables bajo el Programa:

- Obligaciones negociables Clase VII: obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en dólares estadounidenses, con vencimiento a los 24 meses contados desde la fecha de emisión, por un valor nominal de USD 15.100.000. Las Obligaciones Negociables Clase VII devengan intereses a una tasa de interés fija nominal anual del 7,5%, pagaderos semestralmente en forma vencida. El capital de las Obligaciones Negociables Clase VII será amortizado íntegramente al vencimiento, previsto para el día 12 de enero de 2025.

Con fecha 6 de febrero de 2023, fecha de vencimiento de la Clase I, la Emisora canceló el capital y los intereses por \$ 2.361.081.670 (equivalentes a USD 12.806.265).

Con fecha 14 de marzo de 2023, la Sociedad resolvió ejecutar la cláusula de pre-cancelación de la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase II por \$ 4.407.965.321 (equivalentes a USD 21.814.051).

El 3 de diciembre de 2021 la Emisora celebró con Silver Pass (UK) Limited un contrato para la apertura de una línea de crédito a una tasa del 8,5% nominal anual y con vencimiento al 30 de noviembre del 2028 totalizando un desembolso de US\$ 15.118.717. Con fecha 8 de abril de 2022, se celebró una adenda por el interés adeudado de US\$ 857.448 con una tasa del 8,5% nominal anual y con vencimiento al 30 de noviembre del 2018.

e) RESEÑA INFORMATIVA

Resultados de las operaciones para el período de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2023 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022

La tabla siguiente refleja los resultados de la Emisora para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de

2023 y 2022.

	31/3/2023	31/3/2022	Variación	Variación
	(en miles de pesos)			
	(Por 3 meses)			%
Ventas	9.376.214	5.472.931	3.903.283	71%
Costo de ventas	(3.224.181)	(1.313.703)	(1.910.478)	145%
Ganancia bruta	6.152.033	4.159.228	1.992.805	48%
Gastos de comercialización	(94.074)	(39.979)	(54.095)	135%
Gastos de administración	(279.134)	(138.042)	(141.092)	102%
Otros ingresos	9.400	-	9.400	0%
Ganancia operativa	5.788.225	3.981.207	1.807.018	45%
Resultados financieros, netos	(4.048.596)	(2.294.105)	(1.754.491)	76%
Ganancia antes de impuesto a las	1.739.629	1.687.102	52.527	3%
Cargo por impuesto a las ganancias	(354.015)	(341.193)	(12.822)	4%
Ganancia del período	1.385.614	1.345.909	39.705	3%

Ventas

Las ventas de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fueron de \$9.376.214 miles, comparado con los \$5.472.931 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$3.903.283 miles (o 71%). Este incremento fue atribuible principalmente a la diferencia en el tipo de cambio entre los períodos comparados dado el precio de venta en dólares según los contratos de PPA, compensado parcialmente por una disminución producto del menor despacho de energía.

Costo de Ventas

Los costos de ventas incluyen los costos directos relativos a la generación de energía, tales como (i) mantenimiento, (ii) sueldos, jornales y cargas sociales y otros gastos del personal, (iii) seguros, (iv) impuestos, tasas y servicios y (v) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

El costo de ventas de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue de \$3.224.181 miles, comparado con los \$1.313.703 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$1.910.478 miles (o 145%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) mayores depreciaciones como consecuencia del incremento del tipo de cambio promedio entre los períodos comparados (\$1.104.158 miles), (ii) un incremento del costo del contrato de mantenimiento con General Electric, nominado en dólares, como consecuencia del incremento del tipo de cambio promedio entre los períodos comparados (\$332.594 miles), (iii) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial (\$162.729) y (IV) un incremento en otros costos como seguros, gastos de venta e impuestos y tasas afectados por el aumento en el tipo de cambio promedio entre los períodos comparados.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue de \$6.152.033 miles, comparado con los \$4.159.228 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$1.992.805 miles (o 48%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

Gastos de comercialización

Se incluyen en esta categoría los sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal comercial y otros gastos del personal, honorarios profesionales, movilidad y viáticos, teléfono y comunicaciones y gastos institucionales, entre otros.

Los gastos de comercialización para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 ascendieron a \$94.074 miles, comparado con los \$39.979 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$54.095 miles (o 135%). Este incremento fue atribuible principalmente al aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial y movilidad y viáticos.

Gastos de administración

Están comprendidos dentro de esta categoría los gastos tales como (i) sueldos, jornales y cargas sociales relacionados con nuestro personal administrativo y otros gastos del personal, (ii) honorarios profesionales (iii) impuestos tasas y servicios, (iv) alquileres, (v) teléfono y comunicaciones, y (vi) depreciación de propiedad, planta y equipos, entre otros.

Los gastos de administración para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 ascendieron a \$279.134 miles, comparado con los \$138.042 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$141.092 miles (o 102%). Este incremento fue atribuible principalmente a: (i) un aumento del costo de personal asociado al ajuste salarial, (ii) un incremento de los Honorarios profesionales, (iii) un incremento de los gastos por mantenimiento y (iv) mayor impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Resultados financieros netos

Están comprendidos dentro de esta categoría (i) los intereses financieros ganados y perdidos, (ii) la diferencia de cambio neta, y (iii) los gastos de financiamiento.

Los resultados financieros netos para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 reflejaron una pérdida de \$4.048.596 miles, comparado con una pérdida de \$2.294.105 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$1.754.491 miles (o 76%). Este incremento fue atribuible principalmente al aumento de los intereses financieros imputados en resultados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023, y al impacto del tipo de cambio sobre la deuda financiera de la Emisora nominada en dólares.

Impuesto a las ganancias

El cargo correspondiente al impuesto a las ganancias de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue de \$354.015, comparado con el cargo de \$341.193 registrado en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022. La tasa efectiva de impuesto para la Emisora durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue del 20,35% y del 20,22% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.

Ganancia neta

Por los motivos descriptos anteriormente, la ganancia neta de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue de \$1.385.614 miles, comparado con los \$1.345.909 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$39.705 miles (o 3%), atribuible a las razones descriptas anteriormente.

EBITDA - Reconciliación con Ganancia Neta

La siguiente tabla concilia el EBITDA con la ganancia del período de la Emisora:

	31/3/2023	31/3/2022
	<u>(en miles de pesos)</u>	
Ganancia del periodo	1.385.614	1.345.909
Resultados financieros, netos	4.048.596	2.294.105
Impuesto a las ganancias	354.015	341.193
Depreciaciones	1.780.694	672.262
EBITDA	7.568.919	4.653.469

El EBITDA de la Emisora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue de \$7.568.919 miles, comparado con \$4.653.469 miles del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, lo que equivale a un incremento de \$2.915.450 miles (o 63%). Este incremento se debe principalmente al incremento de ventas, compensado parcialmente por el incremento de costo de ventas y gastos de comercialización y administración.

El Margen de EBITDA sobre ventas para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fue del 81%.

Liquidez y Recursos de Capital

Nuestros requisitos de capital alcanzan en primera medida a los costos operativos y de mantenimiento relativos a nuestros activos operativos, inversiones en activos fijos relacionadas con el proyecto de expansión y conversión a ciclo combinado, y pagos del servicio de deuda. Nuestras fuentes principales de liquidez y de recursos de capital constituyen los fondos que surgen a partir de nuestra actividad de generación de energía, del acceso de mercados de capitales de deuda y, en menor medida, del mercado crediticio bancario y los aportes de capital.

Flujo de efectivo

Período finalizado el 31 de marzo de 2023

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

	<u>31/3/2023</u> <u>(en miles de pesos)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	13.905.143
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	5.051.766
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de inversión	(110.147)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	(14.396.912)
Diferencia de cambio generada por el efectivo	<u>1.344.953</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	<u>5.794.803</u>

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por \$9.892.980 miles, menos un aumento en las cuentas por cobrar comerciales por \$4.911.598 miles, menos un aumento de materiales y repuestos por \$691.973 miles, menos un aumento en créditos impositivos y aduaneros por \$522.959, menos un aumento en otros créditos por \$155.753 miles. Compensado parcialmente por un aumento en cuentas por pagar por \$1.065.812 miles, un aumento en deudas fiscales por \$308.208 y un incremento en otros pasivos por \$37.767.

Flujo neto de efectivo generado por las actividades de inversión

Se debe principalmente al cobro de intereses y otros financieros por \$639.439 miles y al cobro por venta de propiedad, planta y equipo por \$567 miles, menos el pago por las compras de propiedad, planta y equipos, neto de intereses activados por \$750.153 miles.

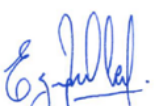
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y gastos financieros por \$5.480.886 miles, más el pago de capital por obligaciones negociables por \$11.643.412 miles, más el pago de arrendamientos financieros por \$1.007 miles. Compensado parcialmente por fondos recibidos por emisión de nuevas obligaciones negociables por \$2.728.393miles.

Al cierre del período la posición de efectivo y equivalente de efectivo ascendía a \$5.794.803 miles.

Período finalizado el 31 de marzo de 2022

La siguiente tabla refleja nuestra tenencia de efectivo al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.


Ezequiel M. Abal
Subdelegado

	31/3/2022 <u>(en miles de pesos)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	6.452.767
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	3.448.147
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de inversión	(2.852)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	(5.914.663)
Diferencia de cambio generada por el efectivo	274.625
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del periodo	<u>4.258.024</u>

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Se genera principalmente por el resultado del ejercicio neto del ajuste de las partidas que no consumen o generan fondos por \$5.061.357 miles, menos un aumento en las cuentas por cobrar comerciales por \$1.381.600 miles, menos un aumento de materiales y repuestos por \$377.184 miles, menos un aumento en créditos impositivos y aduaneros por \$208.386, menos un aumento en otros créditos por \$41.274 miles. Compensado parcialmente por un aumento en cuentas por pagar por \$310.099 miles, un aumento en deudas fiscales por \$73.812 y un incremento en otros pasivos por \$11.323.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión

Se debe principalmente al cobro de intereses y otros financieros por \$79.633 miles, menos el pago por las compras de propiedad, planta y equipos, neto de intereses activados por \$82.485 miles.

Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de financiación

Se debe principalmente al pago de intereses y gastos financieros por \$3.231.010 miles, más el pago de capital por obligaciones negociables por \$2.682.966 miles, más el pago de arrendamientos financieros por \$687 miles.

Al cierre del período la posición de efectivo y equivalente de efectivo ascendía a \$4.258.024 miles.

EMISORA

MSU Energy S.A.

Cerrito 1294, Piso 2°
(C1010AAZ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES INDEPENDIENTES

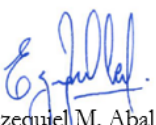
KPMG Sociedad Civil

Bouchard 710, Piso 1°
(C1106ABL) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani

Tte. Gral. Juan D. Perón 537, Piso 5°
(C1038AAK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina


Ezequiel M. Abal
Subdelegado