

PROSPECTO RESUMIDO INDIVIDUAL



OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES ADICIONALES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA U\$S 86.000.000 A UNA TASA FIJA ANUAL DE 9,625% CON VENCIMIENTO EL 27 DE JULIO DE 2023

A ser Co-Emitidas por Generación Mediterránea S.A. (por sí y como continuadora de Generación Frías S.A.) y Central Térmica Roca S.A.

Las Obligaciones Negociables Adicionales estarán garantizadas por Albanesi S.A.

El presente prospecto individual (el "Prospecto") corresponde a las obligaciones negociables por hasta U\$S 86.000.000 (las "Obligaciones Negociables Adicionales"), ofrecidas como obligaciones negociables adicionales a las emitidas en fecha 27 de julio de 2016 por un valor nominal de U\$S 250.000.000 (las "Obligaciones Negociables Existentes" y junto con las "Obligaciones Negociables Adicionales", las "Obligaciones Negociables"), a ser emitidas en forma conjunta, como co-emisoras, por Generación Mediterránea S.A. (por sí y como continuadora de Generación Frías S.A.), una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina ("GEMSA") y Central Térmica Roca S.A., una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina ("CTR" y, junto con GEMSA, las "Co-Emisoras") en el marco de su emisión individual internacional. Este Prospecto debe leerse de manera conjunta con el prospecto de emisión individual de fecha 12 de julio de 2016 (el "Prospecto 2016"), el aviso de suscripción de fecha 12 de julio de 2016 (el "Aviso de Suscripción 2016"), el aviso de suscripción complementario de fecha 19 de julio de 2016 (el "Aviso de Suscripción Complementario 2016") y la adenda al Prospecto 2016 de fecha 22 de julio de 2016 (la "Adenda 2016") todos ellos correspondientes a las Obligaciones Negociables Existentes. Las Obligaciones Negociables Adicionales estarán incondicionalmente garantizadas en su totalidad por Albanesi S.A. ("Albanesi" o el "Garante" o "ASA"), una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina y sociedad controlante de GEMSA (la "Garantía"). Mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales, se aumentará el monto total de Obligaciones Negociables en circulación de U\$S 250.000.000 por hasta un valor máximo total de U\$S 336.000.000.

Las Co-Emisoras y el Garante serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.

FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo ("Fix"), en su dictamen de fecha 27 de noviembre de 2017, ha asignado a las Obligaciones Negociables Adicionales la calificación "A (Arg)". Las Obligaciones Negociables Adicionales contarán con una calificación de riesgo en Argentina y con dos calificaciones internacionales. Para mayor información véase la sección "Calificación de Riesgo" en este Prospecto.

Las Obligaciones Negociables y la Garantía serán obligaciones garantizadas y no subordinadas de las Co-Emisoras y del Garante, respectivamente. Las Obligaciones Negociables y la Garantía estarán en igualdad de condiciones en cuanto al derecho de pago con respecto a todas las obligaciones sin garantía real y no subordinadas actuales o futuras de las Co-Emisoras y del Garante, respectivamente, con excepción de las obligaciones que reciban trato preferente por disposición legal o de pleno derecho. **Las Obligaciones Negociables y la Garantía estarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas con garantía real de las Co-Emisoras y del Garante hasta el valor de los activos que garantizan las deudas y subordinadas a cualquier deuda y demás obligaciones de las respectivas subsidiarias de las Co-Emisoras y del Garante que no garanticen las Obligaciones Negociables.**

De acuerdo a lo previsto por el Artículo 11, Sección III, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (según fueran modificadas por la R.G. 662/2016), las Co-Emisoras han sido calificadas como "Emisoras Frecuentes" por lo que podrá reducirse el período de difusión pública de las Obligaciones Negociables Adicionales a 1 (un) solo Día Hábil.

Las Co-Emisoras tendrán la opción de rescatar las Obligaciones Negociables, total o parcialmente antes del 27 de julio de 2020, a un precio de rescate igual al monto que resulte mayor entre el valor nominal y un monto de compensación más intereses devengados e impagos a la fecha del rescate. Antes del 27 de julio de 2020, las Co-emisoras tendrán la opción de rescatar las Obligaciones Negociables total o parcialmente, a los precios de rescate establecidos en el presente Prospecto, más intereses devengados e impagos a la fecha del rescate.

Asimismo, podrán rescatar las Obligaciones Negociables, total (y no parcialmente), a su valor nominal más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate y cualquier suma adicional en caso de producirse ciertas reformas tributarias.

La inversión en las Obligaciones Negociables involucra riesgos. Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en el presente Prospecto con especial atención a la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto

Las Obligaciones Negociables Existentes cotizan en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”) y se negocian en el Mercado Euro MTF y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”). Las Co-Emisoras solicitarán la autorización para que las Obligaciones Negociables Adicionales coticen en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, en BYMA y se negocien en el Mercado Euro MTF y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”). No se asegura que las Co-Emisoras logren obtener dichas autorizaciones.

Ni las Obligaciones Negociables Adicionales ni la Garantía han sido registradas, ni se registrarán bajo la Ley de Títulos Valores de Estados Unidos de 1933 y sus modificaciones (la “Ley de Títulos Valores”), ni bajo las leyes de ningún Estado de EE.UU. Las Obligaciones Negociables sólo se podrán ofrecer en transacciones exentas de registración bajo la Ley de Títulos Valores y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones cualesquiera (excepto Argentina). Dentro de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a inversores institucionales calificados en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores. Fuera de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a ciudadanos no estadounidenses de conformidad con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores. Para una descripción de ciertas restricciones a la transferencia y reventa de las Obligaciones Negociables, ver la sección “Restricciones a la Transferencia.”

Las Obligaciones Negociables Adicionales constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones (la “Ley de Obligaciones Negociables”), se emitirán y colocarán de conformidad con dicha ley, la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina (la “Ley de Mercado de Capitales”), el Decreto N° 1023/2013 que reglamenta la Ley de Mercado de Capitales, con sus modificaciones y adiciones, las normas dictadas por la Comisión Nacional de Valores, con arreglo a la Resolución General N° 622/2013, con sus modificaciones y adiciones (las “Normas de la CNV”), y cualquier otra ley y/o regulación aplicable, y gozarán de los beneficios y estarán sujetas a los requisitos procesales allí dispuestos.

La oferta de las Obligaciones Negociables Adicionales se realiza conforme lo establecido en la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables - Obligaciones Negociables Adicionales” del Prospecto 2016. Las Obligaciones Negociables Adicionales serán fungibles y votarán junto con las Obligaciones Negociables Existentes y constituirán una única clase bajo el Contrato de Fideicomiso Complementario (según se define más adelante en este Prospecto), y tendrán los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Existentes, salvo por la fecha de emisión, precio de emisión y primera fecha de pago de intereses, las Obligaciones Negociables Adicionales tendrán los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Existentes.

Las Obligaciones Negociables Adicionales que se emitan: (a) bajo la Regulación S de la Ley de Títulos Valores tendrán Códigos CUSIP e ISIN temporarios al menos hasta el vencimiento del período de restricción de 40 días impuesto por la mencionada regulación, y (b) bajo la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores, tendrán Códigos CUSIP e ISIN temporarios hasta que el Fiduciario y DTC (tal como se definen más adelante en este Prospecto) otorguen a las Obligaciones Negociables Adicionales los Códigos CUSIP e ISIN aplicables, una vez ocurrido el primer pago de intereses, lo que esperamos, aunque de ninguna manera garantizamos, que sucederá dentro de los cinco Días Hábiles de dicha fecha. Una vez transcurridos los plazos descriptos anteriormente, las Obligaciones Negociables Adicionales emitidas bajo la Regulación S de la Ley de Títulos Valores serán fungibles con las Obligaciones Negociables Existentes emitidas bajo la Regulación S de la Ley de Títulos Valores y las Obligaciones Negociables Emitidas bajo la Regla 144A serán fungibles con las Obligaciones Negociables Existentes emitidas bajo la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores.

Oferta pública de Obligaciones Negociables Adicionales y aumento del monto máximo de Obligaciones Negociables en circulación por hasta un valor máximo total de U\$S 336.000.000 autorizada por Resolución N° 19.033 de fecha 8 de noviembre de 2017 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad de los Directores y, en lo que les atañe, de los órganos de fiscalización de las Co-Emisoras 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 de Mercado de Capitales. Los Directorios de las Co-Emisoras manifiestan, 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 las Co-Emisoras y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la emisión, conforme las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables Existentes fueron autorizadas por Resolución N° 18.110 de fecha 7 de julio de 2016 por la CNV.

La presente oferta se destina únicamente a inversores calificados que se encuentren dentro de las categorías indicadas en el Artículo 12, Sección II del Capítulo VI, Título II de las Normas de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Adicionales se ofrecerán fuera de la Argentina mediante un prospecto en inglés, que será sustancialmente similar al presente Prospecto. Asimismo, tras la adjudicación definitiva de las Obligaciones Negociables Adicionales en la Fecha de Adjudicación (conforme este término se define en “Plan de Distribución y Adjudicación de los Títulos” del presente), las Co-emisoras publicarán un aviso de resultados en donde se anunciarán los resultados de la colocación de las Obligaciones Negociables, el aviso de resultados será publicado en la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Información Financiera”, en el BYMA a través del Boletín Diario de la Bolsa de Comercio y en la página web del MAE. Dicho aviso especificará el monto de las Obligaciones Negociables a emitir, el precio de emisión, y toda otra información no definida en el presente y que así se indique (el “Aviso de Resultados”).

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, las Co-emisoras tendrán las obligaciones y responsabilidades que imponen los artículos 119 y 120 de la ley 26.831. El artículo 119 establece que los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los

valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, de conformidad con el artículo 120 de dicha ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta, siendo que los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Toda persona que suscriba las obligaciones negociables reconoce que se le ha brindado la oportunidad de solicitar a las Co-Emisoras, y de examinar, y ha recibido y examinado, toda la información adicional que consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en el presente, y/o para complementar tal información.

Conforme lo previsto en el art. 80 de la Ley de Mercado de Capitales, la CNV será la autoridad de aplicación y autorización de la oferta pública de las Obligaciones Negociables Adicionales en todo el ámbito de la República Argentina. El presente Prospecto es redactado en idioma español y es mediante el cual se solicita la oferta pública de las Obligaciones Negociables Adicionales en la Argentina. Cualquier documento relacionado con el Prospecto –en idioma foráneo- no es susceptible de autorización de oferta pública por parte de la CNV.

Toda oferta o venta de obligaciones negociables en cualquier estado miembro del Área Económica Europea que haya implementado la Directiva 2003/71/EC (la “Directiva sobre Prospectos”) sólo podrá ser dirigida a inversores calificados según la definición de la referida Directiva.

Las Obligaciones Negociables Adicionales se entregarán en forma escritural a través de The Depository Trust Company (“DTC”) y sus participantes directos e indirectos, incluidos Euroclear Bank S.A./N.V. (“Euroclear”) y Clearstream Banking, société anonyme (“Clearstream”), en la fecha a ser informada en el Aviso de Resultados.

El presente Prospecto se encuentra a disposición de los interesados en el domicilio de las Co-Emisoras ubicado en Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, de lunes a viernes de 10 a 15 hs, así como en la página web del Garante (www.albanesi.com.ar). Asimismo, los estados financieros al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y los estados financieros al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, y por los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 se encuentran a disposición del público inversor en el BYMA o en la página web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>), en el ítem “Información Financiera”.

Coordinadores Globales y Agentes de Recepción de Ofertas Internacionales

Credit Suisse

UBS Investment Bank

J.P. Morgan

Agentes Colocadores de Argentina

JPMorgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral registrado bajo el N° 51 de la CNV

Banco Hipotecario

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral registrado bajo el N° 40 de la CNV

BACS Banco de Crédito y Securitización

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral registrado bajo el N° 25 de la CNV

Industrial and Commercial Bank of China

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral registrado bajo el N° 74 de la CNV

Agente de Recepción de Ofertas en Argentina

JPMorgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral registrado bajo el N° 51 de la CNV

La fecha del presente Prospecto es 28 de noviembre de 2017

AVISO A LOS INVERSORES

El destinatario del presente Prospecto debe leerlo íntegra y cuidadosamente. El destinatario sólo podrá considerar válida la información contenida en el presente Prospecto. Ni las Co-Emisoras, ni los Colocadores han autorizado a terceros para que le proporcionen otra información al destinatario, y ni las Co-Emisoras, ni los Colocadores se harán responsables 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. 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 Adicionales 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.

El presente Prospecto está dirigido al destinatario de la oferta, que lo recibió de los Colocadores, y no constituye una oferta a ninguna otra persona ni al público en general para que suscriban o adquieran las Obligaciones Negociables Adicionales. Se encuentra prohibida la entrega del presente Prospecto a cualquier persona que no sea el destinatario de la oferta o la persona contratada por éste para brindarle asesoramiento al respecto, así como cualquier divulgación de su contenido sin el consentimiento escrito previo de las Co-Emisoras. Al aceptar la entrega del presente Prospecto, cada destinatario reconoce lo dispuesto anteriormente y se compromete a no realizar copias parciales ni totales de este documento.

Las Co-Emisoras obtuvieron cierta información financiera contenida en el presente Prospecto de fuentes disponibles al público que consideran confiables. Aceptan su responsabilidad de extraer y reproducir fielmente dicha información.

El destinatario del Prospecto reconoce que:

- 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;
- no recurrió a los Colocadores o personas afiliadas con los Colocadores para verificar la exactitud de dicha información ni tomar su decisión de invertir; y
- no se autorizó a ninguna persona para que proporcionara información o realizara declaraciones sobre las Co-Emisoras o las Obligaciones Negociables Adicionales 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 Adicionales 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 Adicionales, y debe obtener el consentimiento, aprobación o permiso requerido para efectuar la compra, oferta o venta de las Obligaciones Negociables Adicionales 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 ni las Co-Emisoras ni los Colocadores asumen responsabilidad alguna.

Ni las Co-Emisoras ni los Colocadores ni sus respectivos afiliados o representantes realizan declaración alguna a un destinatario o comprador de las Obligaciones Negociables Adicionales aquí ofrecidos sobre la legalidad de inversión alguna efectuada por dicho destinatario o comprador según el derecho aplicable.

El destinatario debe tener presente que es posible que se le solicite que asuma los riesgos financieros de invertir en las Obligaciones Negociables Adicionales por un período indefinido. Al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables Adicionales, el destinatario del presente Prospecto debe basarse en su propio análisis de las Co-Emisoras 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 Adicionales en virtud de cualquier ley o regulación sobre inversiones o de naturaleza similar.

La creación y co-emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales ha sido autorizada mediante resolución de las asambleas de accionistas de GEMSA y de CTR, celebradas el 26 de abril de 2017. Asimismo, la creación y co-emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales ha sido autorizada por los directorios de GEMSA y CTR en reuniones celebradas el 26 de abril de 2017. La Garantía proporcionada por Albanesi fue aprobada por su directorio el 26 de abril de 2017.

La colocación de las Obligaciones Negociables Adicionales en Argentina se realizará con arreglo al Artículo 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, por medio de un proceso denominado de Formación de Libro o “*book building*”. Ver “Plan de Distribución y Adjudicación de los Títulos —Iniciativas de Colocación y Proceso de Adjudicación”.

Las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas en el presente Prospecto se encuentran sujetas a restricciones a la transferencia y la reventa y no pueden transferirse ni revenderse en Estados Unidos, salvo en los casos permitidos por la Ley de Títulos Valores y por las leyes sobre títulos valores estaduales aplicables de Estados Unidos bajo los requisitos de inscripción o las exenciones de tales leyes. Al comprar las Obligaciones Negociables Adicionales, se considera que el inversor ha efectuado aquellos reconocimientos, declaraciones y estipulaciones que se incluyen en la sección “Restricciones a la Transferencia” del presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables Adicionales no han sido aprobadas ni recomendadas por ninguna comisión de valores federal o estadual de Estados Unidos, ni ningún otro ente regulador. Asimismo, ninguna autoridad de ese tipo, ni la CNV, ha avalado ni adoptado determinación alguna sobre los méritos de la oferta ni ha confirmado la exactitud ni establecido la adecuación del presente Prospecto. Toda declaración al contrario podría constituir un delito.

Los Colocadores podrán realizar operaciones de estabilización y similares en el mercado secundario con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables Adicionales de conformidad con las Normas de la CNV. Todas las operaciones de estabilización: (i) deben concluir, a más tardar, a los 30 días corridos luego de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales; (ii) únicamente pueden 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 Adicionales.

Los Colocadores no ofrecen ninguna declaración ni garantía expresa ni implícita sobre la exactitud o integridad de la información contenida en el presente Prospecto. Ningún contenido del presente Prospecto constituye ni puede considerarse como una promesa o declaración por parte de los Colocadores sobre hechos pasados o futuros. Los Colocadores no asumen ningún tipo de responsabilidad por la exactitud o integridad de dicha información.

AVISO A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE DINERO

Para consultar sobre normativa referente a lavado de dinero, véase la sección “*Aviso a los Inversores sobre Normativa Referente a Lavado de Dinero*” del Prospecto.

OTRA INFORMACIÓN

Las Co-Emisoras han acordado que, mientras existan Obligaciones Negociables en circulación y constituyan “títulos restringidos” según se define en la Regla 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores, previa solicitud, pondrán a disposición de cualquier titular o potencial inversor de las Obligaciones Negociables toda información con relación a las Co-Emisoras requerida por la Regla 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores durante cualquier período en el cual no estén sujetos a los Artículos 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de Estados Unidos 1934 y sus modificaciones (la “Ley del Mercado de Valores”) o exentas en virtud de la Regla 12g3 2(b) de dicha ley. Cualquier solicitud de ese tipo deberá estar dirigida a la sede de las Co-Emisoras en el domicilio ubicado en Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, de lunes a viernes de 10 a 15 hs (hora de Buenos Aires).

Además, Albanesi, GEMSA y CTR de manera individual deberán proporcionar periódicamente cierta información a la CNV, la BCBA y el MAE, como por ejemplo informes trimestrales y anuales y notificaciones de hechos relevantes. Dichos informes y notificaciones se encuentran disponibles en el sitio web de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>), el sitio web de la BCBA (<http://www.bolsar.com>) y el sitio web del MAE

(<http://www.mae.com.ar>). Excepto por lo expresamente dispuesto en el presente, los documentos presentados ante la CNV, la BCBA y el MAE no son parte del presente Prospecto ni se dan por reproducidos.

DECLARACIONES POR POSIBLE RESPONSABILIDAD CIVIL

Albanesi, GEMSA y CTR son sociedades anónimas constituidas y en funcionamiento de conformidad con la legislación argentina. Prácticamente la totalidad de sus activos están ubicados en Argentina. Todos nuestros directores, funcionarios ejecutivos y accionistas mayoritarios, así como ciertos expertos nombrados en el presente Prospecto, residen en Argentina, y todos, o casi todos, sus activos también están ubicados en Argentina u otros lugares fuera de Estados Unidos. Por lo tanto, puede no ser posible que los inversores interpongan demandas contra dichas personas dentro de Estados Unidos ni ejecuten en contra de esas personas o entidades sentencias fundadas en las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de Estados Unidos o leyes de otras jurisdicciones.

Nuestros abogados argentinos, el estudio jurídico Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, nos han informado que hay dudas sobre si los tribunales argentinos podrían admitir en todos los aspectos, con el mismo alcance y la misma oportunidad que un tribunal estadounidense o de otro país que no sea la Argentina, una acción originaria fundada únicamente en las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de Estados Unidos o leyes sobre títulos valores de otras jurisdicciones; y que la ejecutabilidad en la justicia argentina de sentencias de tribunales de Estados Unidos u otros países que no sean Argentina basadas en las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de Estados Unidos o leyes sobre títulos valores de otras jurisdicciones estará condicionada al cumplimiento de ciertos requisitos establecidos por el derecho argentino, por ejemplo que dicha sentencia no viole el orden público argentino.

Los tribunales argentinos únicamente reconocerán y ejecutarán sentencias extranjeras si se satisfacen los requisitos del derecho argentino, entre ellos que: (i) la sentencia, que debe ser definitiva en la jurisdicción donde fue dictada, haya sido emitida por un tribunal competente de conformidad con los principios argentinos sobre jurisdicción internacional y haya resultado de una acción personal o una acción real respecto de bienes personales si dichos bienes fueron transferidos al territorio argentino durante o luego de la sustanciación del procedimiento judicial extranjero; (ii) el demandado contra quien se busca ejecutar el fallo haya sido notificado personalmente de la demanda mediante citación y, conforme al debido proceso, haya tenido oportunidad de defenderse en el procedimiento judicial extranjero; (iii) la sentencia sea válida en la jurisdicción donde fue dictada y se establezca su autenticidad de conformidad con los requisitos del derecho argentino; (iv) la sentencia no viole los principios del orden público argentino; y (v) la sentencia no sea contraria a un fallo anterior o contemporáneo de un tribunal argentino.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene declaraciones que constituyen estimaciones sobre hechos futuros, por ejemplo en las secciones “Resumen”, “Factores de Riesgo”, “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-Emisoras” y “Actividad Comercial de las Co-Emisoras”. Los términos “cree”, “podría”, “podría haber”, “estima”, “continúa”, “anticipa”, “busca”, “debería”, “planea”, “espera”, “predice”, “potencial” 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. Algunas de estas declaraciones incluyen intenciones, creencias o expectativas actuales. 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 las Co-Emisoras se basan en expectativas e hipótesis actuales sobre sucesos a futuro. Si bien consideran 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:

- condiciones macroeconómicas, políticas o sociales en Argentina;

- cambios en políticas gubernamentales como resultado del nuevo gobierno argentino y su efecto en la economía en general y en el sector energético en particular;
- políticas y regulaciones gubernamentales que afecten la industria de la energía eléctrica en Argentina, incluyendo cambios en los marcos regulatorios actuales, modificaciones a programas establecidos para incentivar las inversiones en capacidad de generación adicional y reducciones en los subsidios del gobierno a los consumidores;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del peso Argentino;
- mayor inflación en la Argentina;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales en la Argentina;
- disponibilidad de financiación bajo términos razonables, por ejemplo como resultado de las condiciones del mercado global;
- condiciones del mercado o del negocio y fluctuaciones de la demanda de energía eléctrica así como la capacidad de nuestros clientes de pagar por nuestros servicios;
- competencia en el sector eléctrico, incluso como resultado de la construcción de capacidad de generación adicional;
- capacidad de las Co-Emisoras de suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta de capacidad de generación y energía eléctrica y la duración y las condiciones de dichos contratos de compraventa de energía eléctrica;
- riesgos operacionales relacionados con la generación, además de la transmisión y distribución de energía eléctrica;
- la capacidad de concluir los planes de las Co-Emisoras de construcción y expansión de manera programada en los plazos programados y de conformidad con lo presupuestado;
- capacidad de retener a miembros clave de la alta gerencia y empleados técnicos clave;
- nuestra relación con nuestros empleados;
- 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;
- el resultado de reclamos y juicios que enfrentamos o que podríamos enfrentar en el futuro tanto en instancias judiciales como administrativas; 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.”

Las declaraciones sobre hechos futuros se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto y ni las Co-Emisoras ni los Colocadores asumen obligación alguna de actualizar o modificar estimaciones o declaraciones sobre hechos futuros sobre la base de información nueva, acontecimientos futuros, etc.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CONTABLE Y DE OTRA NATURALEZA

General

A menos que se indique lo contrario o que el contexto así lo requiera, las referencias a (i) “nosotros”, “nuestro” o “nuestra” aluden a Albanesi, el Garante de las Obligaciones Negociables Adicionales, y sus subsidiarias (tales como “GEMSA”, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables y Generación Rosario S.A (“GROSA”) y CTR, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables; (ii) las “Co-Emisoras” refieren a GEMSA y CTR; y (iii) el “Garante” refiere a Albanesi.

Estados Financieros

Los Estados Financieros, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las Resoluciones Técnicas (“RT”) N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACCPCE”) que adoptan de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), incluyendo la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (“CINIIF”), y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV. En el presente Prospecto, presentamos los estados financieros combinados de Albanesi y sus subsidiarias y CTR dado que representan la información financiera de las sociedades, sujetos de crédito afectados a esta emisión, con el propósito de presentar un único estado financiero independientemente de su estructura corporativa. El presente Prospecto incluye (i) los estados financieros combinados anuales auditados de Albanesi y sus subsidiarias y CTR al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre 2015 y 2014 confeccionados de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB (los “Estados Financieros Combinados Anuales Auditados”), (ii) los estados financieros no auditados combinados condensados intermedios de Albanesi y sus subsidiarias y CTR al 30 de septiembre de 2017 y por los períodos de nueve meses y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, (los “Estados Financieros Combinados Intermedios”).

Los Estados Financieros Combinados Anuales Auditados incluidos en el presente Prospecto han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., contadores independientes, tal como se indica en su informe que aparece en el presente Prospecto.

Sin embargo, su informe separado del 9 de noviembre de 2017 adjunto al presente, señala que no expresan una opinión sobre dichos estados financieros combinados condensados intermedios no auditados y que no auditaron los mismos. Por lo tanto, el grado de confianza en su informe sobre dichos estados financieros debería restringirse a la luz de la naturaleza limitada de los procedimientos de revisión aplicados.

Asimismo, se incorporan por referencia a este Prospecto los siguientes estados financieros (i) los estados financieros auditados consolidados anuales de Albanesi y sus subsidiarias al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 confeccionados de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB y los estados financieros no auditados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017 y por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en la Autopista de la Información Financiera (la “AIF”) en la página web de la CNV) bajo los ID, 4-465104-D , 4-372956-D y 4-535504-D respectivamente, (ii) los estados financieros auditados de GEMSA al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 , confeccionados de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB y los estados financieros no auditados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017 y por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en AIF bajo los ID 4-465197-D, 4-372931-D, y 4-535887-D respectivamente; (iii) los estados financieros anuales auditados de Generación Frías al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, confeccionados de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en AIF bajo los ID 4-465178-D y 4-372938-D, respectivamente; y (iv) los estados financieros anuales auditados de CTR al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, confeccionados de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB y los estados financieros no auditados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017 y por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en AIF bajo los ID, , 4-465220-D, 4-374055-D y 4-535799-D. Asimismo, para obtener información financiera adicional de estas entidades, ver “Información Financiera Seleccionada” en este Prospecto.

Los estados financieros intermedios no son auditados. Los informes de revisión limitada no se incluirán en el documento.

De conformidad con las NIIF, las operaciones en moneda que no sea Peso han sido convertidas a Pesos en los Estados Financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación o valuación cuando se miden los rubros. Las ganancias y pérdidas por variaciones en el tipo de cambio resultantes de la liquidación de operaciones o valuación de activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados en resultados financieros. El Peso se depreció con respecto al dólar estadounidense un 31,1% en 2014, 52,5% en 2015, 21,9% en 2016 y en 9% en el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2017., sobre la base de tipos de cambios oficiales informados por el Banco Central de la República Argentina. Ver la nota 4 a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios por el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2017. Ver también “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 “Información Adicional”.

Tal como se establece en las NIIF, los Estados Financieros Combinados no se ajustaron para reflejar la inflación. Por lo tanto, la inflación podría afectar la comparabilidad entre los distintos períodos presentados en este Prospecto. Ver la nota 4 a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios por el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2017. Ver también “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”. El índice de inflación en el período de diez meses finalizado en octubre de 2015, medido por las variaciones en el índice de precios al consumidor (el “IPC”) de Argentina según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (el “INDEC”) fue 11,9%. En noviembre de 2015, el INDEC suspendió la publicación del IPC. El nuevo gobierno lanzó un IPC alternativo basado en los datos de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis .Según la información pública disponible reciente basada en datos de la Ciudad de Buenos Aires, el IPC creció un 26,9% en 2015 y el índice de inflación fue 3,9%, 4,1%, 4,0% y 3,3% en diciembre de 2015, enero, febrero y marzo de 2016, respectivamente. Tras implementar ciertas reformas metodológicas y ajustar determinadas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas, en junio de 2016 el INDEC volvió a publicar su IPC. La precisión de las medidas de inflación realizadas por el INDEC había sido puesta en duda antes de que asumiera la nueva administración en Argentina, y la inflación real correspondiente a 2015 y años anteriores podría ser sustancialmente mayor que la indicada por el INDEC Según la información pública disponible reciente basada en datos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el IPC creció un 40,3% en 2016 y el índice de inflación fue 1,3% para enero de 2017, 2,5% para febrero de 2017, 2,4% para marzo de 2017, 2,6% para abril de 2017, 1,3% para mayo de 2017, 1,2 para junio de 2017, 1,7% para julio de 2017, 2,4% para agosto 2017, 1,9% para septiembre de 2017 y 1,5 % para octubre de 2017. Asimismo, a pesar de las últimas reformas, hay incertidumbre acerca de si los datos oficiales y los procedimientos de medición reflejan de manera adecuada la inflación en el país y qué efecto tendrán dichas reformas en la economía argentina. Ver “Factores de Riesgo—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”.

Datos que no se ajustan a las NIIF

En el presente Prospecto, “EBITDA Ajustado” significa los ingresos netos operativos combinados aumentados o disminuidos (sin duplicación) por depreciación y amortización, ingresos y gastos no recurrentes, y resultados derivados de intereses en socios, excepto en la medida en que se hayan recibido dividendos.

Para una conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver “Información Contable Seleccionada”. EBITDA Ajustado es una medida contable que no se ajusta a las NIIF. EBITDA Ajustado se incluye en el presente Prospecto porque que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de desempeño financiero y capacidad para pagar deudas y financiar inversiones en activos fijos. EBITDA Ajustado no es ni debería ser considerada como un reemplazo de rubros tales como ingresos, flujos de caja provenientes de operaciones y otras medidas de desempeño financiero o liquidez en virtud de las NIIF. Dado que EBITDA Ajustado es una medida que no se ajusta a las NIIF y no todas las empresas calculan EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras EBITDA Ajustado o con la forma en que otras empresas presentan su EBITDA Ajustado.

Moneda

Salvo que se especifique lo contrario o el contexto requiera lo contrario, las referencias en el presente Prospecto a “Pesos”, “Ps.”, “ARS” o “\$” son a pesos argentinos, mientras que las referencias a “dólares estadounidenses”, “US\$” o “USD” son a dólares de Estados Unidos.

Los vaivenes cambiarios y la inflación en la Argentina producen un impacto significativo en nuestra situación contable y en los resultados de nuestras operaciones combinadas. Sólo para mayor comodidad, el presente Prospecto contiene conversiones de sumas en pesos a montos en dólares estadounidenses a tipos de cambio especificados. Salvo que se indique lo contrario, en el presente Prospecto, hemos convertido(i) montos en dólares estadounidenses al tipo de cambio de \$17,31 por USD1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de septiembre de 2017, (ii) montos en dólares estadounidenses al tipo de cambio de \$15,89 por USD1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2016 y (iii) montos en dólares estadounidenses correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2015 y 2016 y por el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 a los tipos de cambio de \$8,12, \$9,27, \$14,78 y \$16,22, respectivamente, por USD1,00, basados en los tipos de cambio vendedor promedio diarios para divisas publicados por el Banco de la Nación Argentina para dichos períodos. El día 8 de noviembre de 2017, el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina era \$17,52 por USD1, 00. El tipo de cambio utilizado para las conversiones de moneda en un prospecto registrado ante la SEC diferirá, posiblemente de manera sustancial, del tipo de cambio utilizado en el presente.

No debe considerarse que la conversión de sumas a monedas distintas en el presente Prospecto implica que los montos en pesos en realidad representan montos en dólares estadounidenses ni que cualquier persona puede convertir las sumas en pesos a dólares estadounidenses al tipo de cambio indicado o a cualquier otro tipo de cambio. Ver “Información Adicional” 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”.

Redondeo

Ciertas cifras que figuran en el presente Prospecto (incluidos montos porcentuales) y en los estados financieros han sido sometidas a ajustes de redondeo para facilitar la presentación. Por lo tanto, las cifras mostradas para la misma categoría presentada en cuadros o partes diferentes del presente Prospecto y estados financieros pueden variar levemente, y las cifras mostradas como totales en algunos cuadros pueden no ser una suma aritmética de los números que las preceden.

Datos económicos, de la industria y del mercado

Los datos económicos, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada en el presente Prospecto se basan en información publicada por organismos gubernamentales argentinos tales como el Ministerio de Energía y Minería, la Secretaría de Energía Eléctrica, el INDEC, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y el BCRA. Algunos datos también se basan en nuestras estimaciones, que surgen de nuestro análisis de estudios internos y fuentes independientes. Si bien creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado independientemente la información y no podemos garantizar su exactitud e integridad.

GLOSARIO

BADLAR.....

BADLAR es la tasa de interés publicada por el Banco Central de la República Argentina que es equivalente a la tasa promedio de la tasa pagada por los bancos privados por depósitos a 30 días de, como mínimo, un millón de Pesos.

CAMMESA.....

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>CCEE</i>	Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica
<i>Central termoeléctrica</i>	Una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo gas natural o carbón, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.
<i>Ciclo combinado</i>	Tipo de turbina termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utiliza el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.
<i>Ciclo simple</i>	Un tipo de turbina termoeléctrica que puede usar varios combustibles, como gas natural o diésel, 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>CN</i>	Una central termoeléctrica que usa energía nuclear para generar electricidad.
<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>ENARSA</i>	Energía Argentina S.A., una sociedad estatal que opera plantas generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.
<i>Energía Base</i>	Marco regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 95/2013 y sus posteriores modificaciones conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”.
<i>Energía Plus</i>	El mercado regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 1281/06 conforme al cual los generadores venden su energía eléctrica a tomadores privados. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación —Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos.”
<i>ENRE</i>	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la órbita de

la SEE. 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 y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.

Factor de Disponibilidad.....

La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra 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 planta 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).

Factor de Indisponibilidad

La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación no se encuentra disponible debido a interrupciones.

Fueloil.....

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 gradación realizada por American Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.

Gasoil.....

Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a diésel. Los combustibles diésel 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.

Gigavatio (GW)

Mil millones de vatios.

Gigavatio hora (GWh).....

Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.

Kilocaloría (kcal)

Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).

Kilovatio (kW)

Mil vatios.

Kilovatio hora (kWh)

Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.

Kilovoltio (kV)

Mil voltios.

<i>Ley de Mercado de Capitales</i>	Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina
<i>Ley de Obligaciones Negociables</i>	Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones
<i>MAT (Mercado a Término)</i>	Mercado a Término se refiere a un mercado a término donde las cantidades, precios y condiciones contractuales se estipulan directamente entre el vendedor y el comprador (luego del dictado de la Resolución SE 95/2013, el MAT se limita a Energía Plus).
<i>MEM</i>	Mercado Energético Mayorista administrado por CAMMESA.
<i>Ministerio de Energía y Minería</i>	MEyM.
<i>MMm³/día</i>	Millones de metros cúbicos por día.
<i>MULC</i>	El Mercado Único y Libre de Cambio.
<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 incluye tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM
<i>Programa de Energía Distribuida</i>	Un programa iniciado por el gobierno argentino en 2008 para desplegar instalaciones energéticas a pequeña escala interconectadas con la red de bajo voltaje.
<i>PW Power</i>	PW Power Systems Inc.
<i>Resolución SEE 21/2016</i>	Resolución SEE 21/2016 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”
<i>Resolución SEE 22/2016</i>	Resolución SEE 22/2016 de la SEE con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”
<i>Resolución SEE 420/2016</i>	Resolución SEE 420/2017 de la SEE que realiza un llamamiento a los interesados en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica. Ver “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”

<i>Resolución SEE 19/2017</i>	Resolución SEE 19/2017 de la SEE con sus modificaciones, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”
<i>Resolución SEE 287/2017.....</i>	Resolución SEE 287/2017 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”
<i>Resolución SE 220/2007</i>	Resolución SE 220/07 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar CCEE con los generadores. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SE 95/2013.....</i>	Resolución SE 95/2013 de la Secretaría de Energía con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”.
<i>RGA</i>	Rafael G. Albanesi S.A.
<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 (SE)</i>	La Secretaría de Energía que fue reemplazada por la Secretaría de Energía Eléctrica en diciembre de 2015
<i>Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)..</i>	La Secretaría de Energía Eléctrica del gobierno argentino. En diciembre de 2015, la Secretaría de Energía Eléctrica reemplazó a la Secretaría de Energía en todas sus funciones y es la principal autoridad regulatoria nacional del sector eléctrico.
<i>Sistema Periférico.....</i>	En contraste con el Sistema Radial, esta configuración de red comprende varios proveedores a través de distintas conexiones eléctricas. Este sistema tiene la principal ventaja de permitir que la red, en caso de fallas en cualquier conexión, establezca una configuración distinta para garantizar el suministro de electricidad a todos los usuarios.
<i>Sistema Radial.....</i>	El sistema radial es un tipo de configuración de red eléctrica que se caracteriza por tener solamente una fuente principal de suministro de donde proviene toda la energía. Antes de 2012, Argentina solía tener un suministro eléctrico radial.
<i>Transmisión</i>	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.

<i>Turbina de gas</i>	Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna a gas. 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>Unipar Indupa</i>	Es Unipar Indupa S.A. (ex Solvay Indupa S.A.I.C.)
<i>Vatio</i>	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.
<i>Voltio</i>	La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.

RESUMEN

El presente resumen se centra en cierta información contenida en el Prospecto. No contiene la totalidad de la información que el destinatario debería tomar en consideración antes de invertir en las Obligaciones Negociables Adicionales. Para una comprensión más cabal de nuestra actividad, el destinatario debería leer otras secciones del presente Prospecto que ofrecen información más detallada, incluyendo la información consignada en la sección “Factores de Riesgo” y los Estados Financieros Combinados.

Generalidades

Según CAMMESA, al 30 de septiembre de 2017 somos uno de los principales grupos dedicados a la generación y venta de energía eléctrica de Argentina en términos de MW de capacidad de generación instalada. Operamos nueve centrales termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina, ocho de las cuales son propias (incluyendo la planta generadora de Solalban Energía S.A. (“Solalban”), de la cual somos propietarios de un 42%). Estas centrales generadoras poseen una capacidad de generación instalada total de 1.190 MW. Todas las centrales generadoras que operamos son plantas de combustible dual (usan tanto gas natural como gasoil o, en el caso de GROSA, gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento.

Actualmente generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente a partir de: (i) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con CCEE a largo plazo denominados en dólares estadounidenses que contemplan un esquema “*take or pay*”; (ii) la venta de electricidad (en lugar de capacidad de generación) a grandes tomadores privados de conformidad con CCEE a uno o dos años denominados en dólares estadounidenses en virtud del marco regulatorio de Energía Plus; (iii) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de Energía Base para capacidad de generación instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006, de conformidad con la Resolución SEE 19/2017 denominados en dólares estadounidenses (sin celebrar CCEE) a las tarifas establecidas por la Secretaría de Energía; (iv) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, adjudicados en el marco de una licitación pública, de conformidad con CCEE a largo plazo denominados en dólares estadounidenses que contemplan un esquema “*take or pay*”. A partir de 2020 se agregará el EBITDA proveniente de los recientemente adjudicados proyectos bajo Resolución SEE 287/2017, los cuales tienen similares características a los correspondientes bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016. Los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017 y Energía Plus corresponden a la capacidad de generación instalada en septiembre de 2006 o con posterioridad a esa fecha y generan retornos más altos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base; además, el marco regulatorio de las resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y SEE 287/2017 también ofrecen retornos más estables. Para obtener una descripción de los marcos regulatorios y de nuestros CCEE, ver “Actividad – Nuestros clientes” y “La Industria Eléctrica y su regulación— Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”. Estos marcos regulatorios pueden sufrir cambios en el futuro; ver la sección “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector energético argentino—Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales vendemos nuestra capacidad y electricidad pueden afectar nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.”

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, generamos el 74%, el 14% y el 12% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los regímenes de la Resolución SE 220/2007, Energía Plus y Energía Base, respectivamente. Asimismo, en el período finalizado el 30 de septiembre de 2017 (primeros 9 meses del año), generamos el 78%, el 9%, el 3% y el 10% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los regímenes de la Resolución SE 220/2007, Energía Plus, Resolución SEE 21/2016 y Energía Base, respectivamente. En este último caso se incluyen las expansiones que comenzaron a operar durante el 2017 en cuatro centrales del Grupo por un total de 300 MW, que incluye: (i) Central Térmica Riojana (50 MW) en mayo bajo Resolución SE 220/2006; (ii) Central Térmica M. Maranzana (100 MW) en julio bajo Resolución SE 220/2006; (iii) la primera etapa de Central Térmica Independencia (50 MW) en agosto de 2017 bajo Resolución SEE 21/2016 y (iv) la primera etapa de Central Térmica Ezeiza (100 MW) en septiembre bajo Resolución SEE 21/2016. Para mayor información ver la sección “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestras Centrales”.

Al 30 de septiembre de 2017, nuestros CCEE con CAMESA en virtud de las resoluciones de SE 220/2007 y SEE 21/2016 para nuestras plantas generadoras en funcionamiento, tenían en promedio un plazo de aproximadamente 7,2 años, medidos según el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Este valor no incluye los CCEE a diez años ya ejecutados por 160 MW de nueva capacidad de generación en construcción que se describen más adelante en conformidad con la Resolución SEE 21/2016 para las segundas etapas de Central Térmica Ezeiza (50 MW) y Central Térmica Independencia (50 MW), ni la expansión de Central Térmica Roca (60 MW) en conformidad con la Resolución SE 220/2006. Tampoco incluye los CCEE recientemente adjudicados en el marco de la Resolución SEE 287/2017. Esto implica que el plazo promedio de nuestros CCEE en operación aumentará una vez que dicha capacidad de generación se torne operativa.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, nuestras utilidades operativas combinadas y nuestro EBITDA Ajustado fueron de USD 56,1 millones (\$829,3 millones) y de USD 70,3 millones (\$1.038,8 millones), respectivamente. Así mismo, en el período finalizado el 30 de septiembre de 2017, nuestras utilidades operativas combinadas y nuestro EBITDA Ajustado fueron de USD 48,8 millones (\$801,3 millones) y de USD 63,6 millones (\$1.042,0 millones), respectivamente.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operamos, incluyendo aquellas que iniciaron operaciones recientemente:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad septiembre 2017 ⁽⁶⁾	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica M. Maranzana	350	97,4%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Independencia	170	98,7%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Ezeiza	100	N/A ⁽⁷⁾	Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Riojana	90	95,7%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica La Banda ⁽⁴⁾	30	100,0%	Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Frías ⁽⁵⁾	60	92,1%	Resolución SE 220/2007
CTR ⁽¹⁾	Central Térmica Roca	130	96,3%	Resolución SE 220/2007 ⁽⁸⁾
GROSA ⁽²⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	91,8%	Energía Base
Solalban ⁽³⁾	Solalban Energía	120	69,2%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁹⁾
Total		1.190 MW		

(1) Co-emisora de las Obligaciones Negociables.

(2) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable a su discreción por un plazo adicional de siete años) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A inició el procedimiento judicial de reorganización en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “Actividad comercial—Nuestras plantas generadoras—Central Térmica Generación Rosario.”

(3) Somos propietarios de un 42% de Solalban.

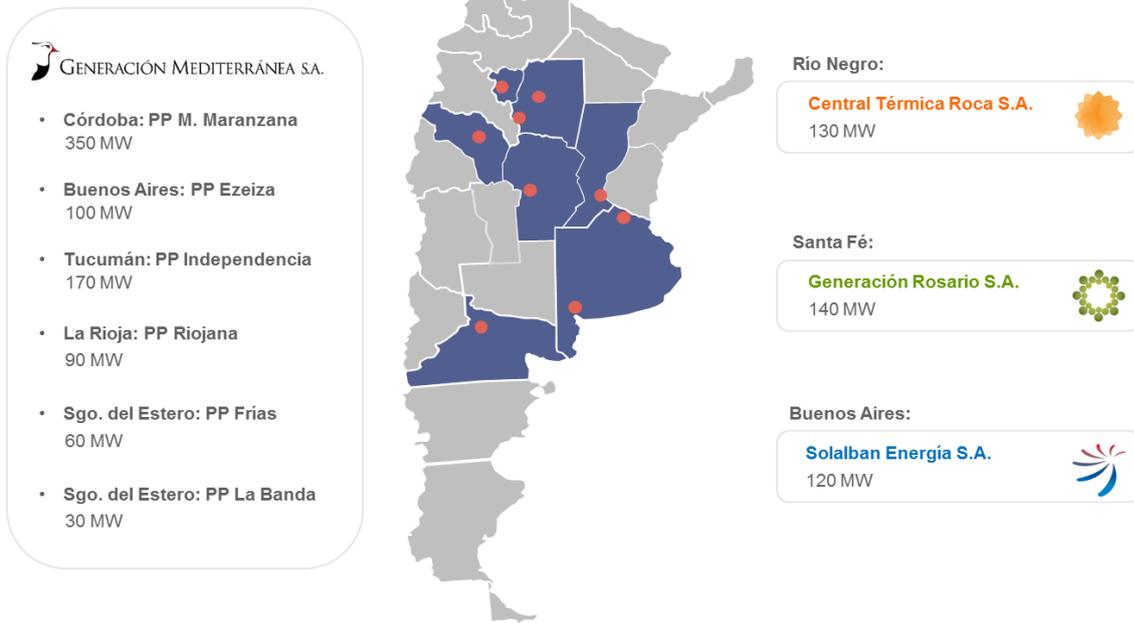
(4) El terreno donde se ubica la planta no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras plantas generadoras—Central Térmica La Banda.”

(5) Generación Frías se fusionó con GEMSA teniendo como fecha efectiva de fusión al 1 de enero de 2017.

- (6) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta 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).
- (7) Obtuvo la Habilitación Comercial el 29 de Septiembre de 2017.
- (8) Las ventas procedentes de los 60 MW de capacidad adicional de generación en nuestra planta generadora Central Térmica Roca (la cual esperamos que esté en pleno funcionamiento en el primer semestre de 2018) se realizarán en el marco del régimen de la Resolución SE 220/2007 de conformidad con un CCEE que hemos celebrado con CAMESA.
- (9) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A. fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “Actividad Comercial–Nuestras plantas generadoras–Solalban Energía”.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las plantas generadoras en operación comercial:

1190 MW operativos



Expansión de capacidad

El Grupo Albanesi ha desarrollado un importante portfolio de nuevos proyectos de energía con un equipo que cuenta con experiencia desde el análisis y desarrollo, hasta la ejecución y posterior operación y mantenimiento de los mismos.

Las emisoras se encuentran finalizando una etapa de ampliaciones por un total de 460 MW, de los cuales 300 MW ya se encuentran operativos en cuatro centrales. Los 160 MW restantes, cuyo inicio de operación está estipulado para el primer semestre de 2018, implican expansiones en tres centrales: (i) 50 MW en la Central Térmica Independencia, (ii) 50 MW en la Central Térmica Ezeiza y, (iii) el cierre de ciclo de Central Térmica Roca, que incrementará su capacidad en 60 MW.

Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, Generación Mediterránea S.A. fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 251 MW que implicarán la instalación de 275 MW de nueva capacidad nominal en Central Térmica M. Maranzana (125 MW) y Central Térmica Ezeiza (150 MW). Dicha licitación pública tuvo como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. En el caso de las expansiones del Grupo, en ambos casos involucra cierres de ciclo de turbinas que operan actualmente a ciclo abierto.

Ampliación C.T. Modesto Maranzana

Durante el año 2017 comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 220/2006, culminando el plan de expansión que había arrancado el Grupo en esta central en el año 2016. La central opera actualmente con una capacidad nominal instalada de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 125 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 50 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas. El proceso involucra adicionalmente la instalación de tres calderas de recuperación marca VOGT Power International Inc. y dos turbinas de vapor Siemens. Se espera esta nueva ampliación se encuentre operativa durante el primer semestre de 2020, lo que elevaría la capacidad instalada de la central a 475 MW.

Ampliación C.T. Independencia

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, durante el mes de agosto de 2017 comenzaron a operar los 50 MW correspondientes a la primera etapa de la expansión de la central. La turbina correspondiente a la segunda etapa de ampliación ya se encuentra en la central y se están desarrollando las tareas de montaje. Se estima que la segunda etapa estará en funcionamiento durante el primer trimestre de 2018, lo que llevará la capacidad instalada de la central a 220 MW.

Ampliación C.T. Ezeiza

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, durante el mes de septiembre de 2017 comenzaron a operar los 100 MW correspondientes a la primera etapa de la expansión de la central. La turbina correspondiente a la segunda etapa ya se encuentran en la central y se están desarrollando las tareas de montaje. Se estima que la segunda etapa estará en funcionamiento durante el primer trimestre de 2018, lo que llevará la capacidad instalada de la central a 150 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada con CCEE por 138 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica Ezeiza. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 150 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 50 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las tres turbinas instaladas durante 2017 y 2018 y el cierre de ciclo de las cuatro turbinas mencionadas. El proceso involucra adicionalmente la instalación de cuatro calderas de recuperación marca VOGT Power International Inc. y de dos turbinas de vapor cuyos proveedores aún no han sido definidos. Se espera esta nueva ampliación se encuentre operativa durante el primer semestre de 2020, lo que elevaría la capacidad instalada de la central a 300 MW.

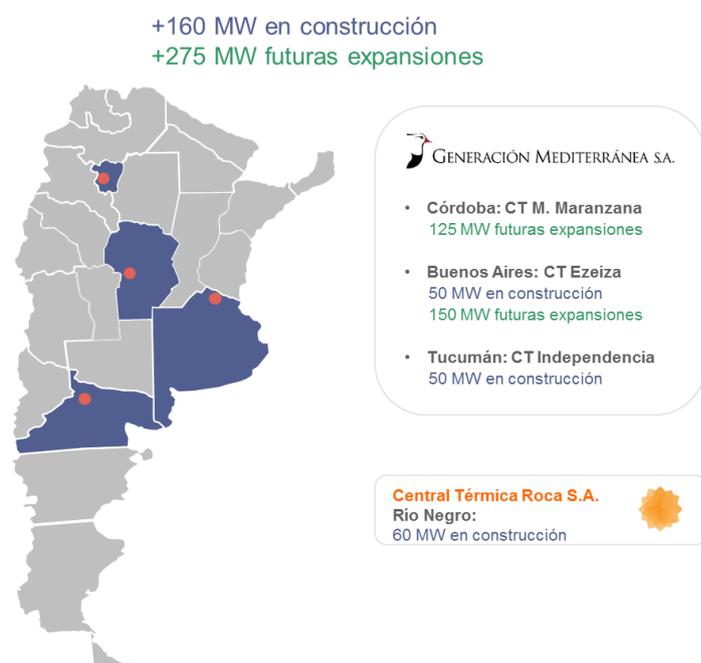
Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT800 de 50 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de dos turbinas de vapor SST600 y cuatro calderas marca VOGT Power International Inc.

Cierre de Ciclo C.T. Roca

El proyecto consiste en incorporar 60 MW de capacidad adicional bajo la Resolución SE 220/2007. Se instalará una turbina de vapor que transformará esa planta generadora de ciclo simple en una planta de ciclo combinado. Adicionalmente, cabe destacar que esta obra es importante en términos ambientales, ya que no implicará consumo adicional de combustible fósil. Se estima que el inicio de operación comercial sea durante el primer semestre de 2018.

Esta capacidad adicional se encuentra actualmente en construcción. El proveedor seleccionado para la provisión de la turbina de vapor, del condensador y del generador es GE Triveni, habiendo arribado al sitio casi la totalidad del equipamiento. Para el caso de la caldera de recuperación y equipos auxiliares, ya se ha ejecutado el contrato con el proveedor Daniel Ricca, S.A. y la construcción del equipamiento está en marcha. Tanto las obras civiles como eléctricas están avanzando según lo previsto.

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestra capacidad expandida en construcción y la capacidad de generación adicional:



Estimamos que nuestra capacidad de 160 MW, la cual se encuentra en construcción y que se encuentra totalmente financiada, estará en operación durante el primer semestre de 2018. Con respecto a las expansiones adjudicadas más recientemente en virtud de la Resolución SEE 287/2017, esperamos comenzar con los trabajos de construcción en el primer trimestre de 2018. Tenemos la intención de financiar estos gastos de capital con una combinación de flujos de efectivo operativos, líneas de crédito mediante el financiamiento a través de mercados de capitales nacionales e internacionales y el financiamiento de proveedores.

Sector eléctrico argentino

A partir de la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de la Argentina se ha caracterizado por la implementación de marcos regulatorios y políticas que provocaron importantes distorsiones en la plaza, en particular con respecto a los precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector (desde la generación a la distribución, pasando por la transmisión). Estas distorsiones han generado una brecha considerable

entre la oferta y demanda de energía eléctrica en la Argentina, especialmente a partir de 2012, lo que generó interrupciones de suministro voluntarias y forzadas durante los picos estacionales de consumo. Según CAMMESA, durante el primer trimestre de 2016, por ejemplo, se estima que el déficit energético alcanzó unos 3250 MW, lo que motivó la necesidad de importar 2.250 MW de electricidad, principalmente de Brasil y Uruguay.

La nueva administración argentina, que asumió la presidencia el 10 de diciembre de 2015, comenzó a implementar reformas fundamentales que creemos que mejorarán la sustentabilidad de largo plazo del sector eléctrico. Una de las prioridades del nuevo gobierno es reducir la brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en el país. La primera resolución del nuevo Ministro de Energía y Minería estuvo orientada a la reforma del régimen tarifario y el marco regulatorio del sector eléctrico. La nueva administración ha declarado el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, con el fin de permitir al gobierno federal adoptar medidas para garantizar el suministro de energía eléctrica. En este contexto, a través de la Resolución SEE 22/2016, el nuevo gobierno aumentó de manera considerable las tarifas de la electricidad en el MEM en virtud del régimen Energía Base, y además emitió la Resolución SEE 21/2016, que llamó a un proceso de licitación pública para la instalación de capacidad adicional de generación ofreciendo tarifas en dólares a largo plazo (10 años) con el objeto de incrementar la oferta para la temporada estival (de diciembre a marzo) de 2016/2017, la temporada invernal (de junio a septiembre) de 2017 y/o el verano de 2017/2018. Se espera que la capacidad de generación y la electricidad producida en el marco de la Resolución SEE 21/2016 sean vendidas a CAMMESA en virtud de CCEE de largo plazo pactados en dólares estadounidenses. El 15 de junio de 2016, y el 12 de julio de 2017 la SEE anunció la adjudicación de un monto total de 1.915 MW (con una posterior ampliación de 956 MW) de capacidad de generación nueva a empresas generadoras (entre ellas la nuestra) de conformidad con el nuevo marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016.

Además, el nuevo gobierno también ha tomado medidas para comenzar a corregir desequilibrios macroeconómicos y recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales para el país, como la reducción de ciertos subsidios gubernamentales que afectan a los servicios públicos y el acuerdo con los acreedores de *holdouts* pactado en abril de 2016.

También se reincorporó a la agenda de Argentina la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Con el objetivo de mejorar la sostenibilidad del sistema a largo plazo e incrementar la oferta de energía posteriores licitaciones de energías renovables aportarán potencia nominal de aproximadamente 2.424 MW en los próximos años.

También durante 2016, bajo la Resolución SEE 420/2016, se hizo un llamado para la presentación de potenciales ofertas de nueva capacidad donde se recibieron manifestaciones de interés por 34.839 MW. Complementando esta última resolución, ya en 2017, en el marco de la Resolución SEE 287/2017 el Gobierno convocó a una nueva licitación de proyectos térmicos para cerrar ciclos abiertos existentes y para nuevos proyectos de cogeneración, enfocándose en mejorar la eficiencia del sistema. También en este caso las tarifas son en dólares, aunque los contratos con CAMMESA se extienden a 15 años de plazo. En este marco se recibieron ofertas por 4.597 MW y fueron adjudicadas 1.810 MW.

El 2 de febrero de 2017 se publicó la Resolución 19/2017 del Ministerio de Energía y Minería por la cual se definió un nuevo esquema de remuneración por variable y potencia disponible en el marco de Energía Base. La resolución entró en vigencia a partir del 1 de febrero de 2017 y alcanza a los agentes comprometidos establecidos en la Resolución SEE 22/2016. La metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en dólares.

La resolución incrementa la remuneración por potencia e implementa una declaración de disponibilidad de potencia. La remuneración se compone por dos aspectos:

- Remuneración por potencia: proporcional a la potencia disponible mensual y al precio fijado en USD/MW-mes que varía de acuerdo a diferentes condiciones.
- Remuneración por energía (costos variables): Remuneración por energía generada y operada en USD/MWh y remuneración adicional incentivo por eficiencia.

Según el Ministerio de Energía y Minería, el Sistema Eléctrico Argentino necesita, como mínimo, 1000 MW/año de nueva capacidad instalada a fin de reducir el déficit energético actual. Creemos estar bien posicionados para aprovechar las iniciativas del nuevo gobierno tendientes a reformar el sector eléctrico y expandir la capacidad de generación.

Fortalezas competitivas

Experiencia comprobada en el desarrollo y la operación de proyectos de generación de energía. Contamos con una amplia trayectoria en la industria eléctrica en Argentina y su Regulación, en la cual hemos operado por más de diez años. Con 1.190 MW de capacidad de generación instalada (incluyendo a Solalban), operamos nueve plantas generadoras termoeléctricas ubicadas en diversas provincias del país. Al 30 de septiembre de 2017, hemos invertido más de USD 760 millones en las plantas generadoras que operamos para su expansión y modernización. Nuestra gerencia experimentada y nuestros equipos técnicos nos han permitido transitar exitosamente el ciclo económico adverso reciente, que incluyó cierta dosis de intervención estatal y medidas disruptivas para el sector, como significativas restricciones a las tarifas de la electricidad. A pesar de las condiciones adversas que sufrió el sector, nuestra capacidad de generación se incrementó a una tasa de crecimiento anual compuesto (“TCAC”) del 33% entre 2007 y 2017. Creemos que nuestra experiencia y presencia en el mercado, como el quinto generador eléctrico más importante en capacidad instalada de generación al 31 de diciembre de 2016, de conformidad con CAMMESA, nos ubica en una posición en la que podemos aprovechar las nuevas oportunidades que se esperan en el sector energético argentino.

Flujos de efectivo predecibles y estables procedentes de CCEE de largo plazo, la mayoría pactados en dólares estadounidenses. Una parte sustancial de nuestra capacidad de generación se encuentra comprometida en virtud de CCEE de largo plazo. A la fecha del presente Prospecto, el 59% de nuestra capacidad de generación se encuentra comprometida en virtud de CCEE con CAMMESA en el marco del régimen establecido en la Resolución SE 220/2007. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y el ejercicio finalizado el 30 de septiembre de 2017, el 84%, el 89% y el 90% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, procedían de nuestros CCEE denominados en dólares estadounidenses en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y Energía Plus. Los CCEE celebrados con CAMMESA contemplan la modalidad “take or pay” e incluyen el traspaso de ciertos costos operativos y variables, incluidos los costos del combustible. Estas medidas nos otorgan una base de ingresos predecible y estable y limitan nuestra exposición a fluctuaciones de precios adversas de corto plazo. A partir de febrero 2017, como consecuencia de la Resolución SEE 19/2017 la cual modifica las condiciones del mercado de Energía Base, el 100% de nuestro EBITDA está denominado en dólares estadounidenses. En este sentido, el hecho que nuestros ingresos estén denominados en dólares estadounidenses nos permite acceder a financiamiento en esa misma moneda, a mejores tasas de interés que el financiamiento denominado en pesos, y funciona como una cobertura frente a la depreciación de la moneda dado que se alinea con la moneda en la que están expresados la mayoría de nuestros ingresos y costos operativos (combustible). Hemos celebrado CCEE con CAMMESA y tomadores privados, incluyendo subsidiarias de grandes empresas internacionales que, en nuestra opinión, tienen perfiles crediticios saludables. Nuestros CCEE de 15 años adjudicados por la Secretaría de Energía Eléctrica en 2017, y en virtud de la Resolución SEE 287/2017 también se encuentran denominados en dólares estadounidenses y tienen términos similares a los CCEE descriptos antes. En la medida en que las condiciones de mercado y las regulaciones en la plaza argentina lo permitan, tenemos la intención de incrementar nuestras ventas de capacidad de generación y/o electricidad en virtud de este tipo de contratos.

Desempeño confiable basado en tecnologías probadas y una relación sólida y de largo plazo con los proveedores. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar electricidad utilizando gas natural o bien gasoil (o, en el caso de una planta generadora, fuel oil). Asimismo, en las plantas generadoras que operamos hemos instalado turbinas con una capacidad de generación inferior a los 60 MW, lo que nos otorga flexibilidad a la hora de realizar interrupciones de mantenimiento programadas y no programadas sin comprometer la disponibilidad de una mayor porción de nuestra capacidad de generación. Además, una parte de nuestra capacidad está integrada por turbinas modulares, lo cual nos brinda una flexibilidad operativa que permite que la turbina continúe operando a niveles normales incluso en el caso de que sea necesario reparar o reemplazar uno de los módulos. Estas características, sumadas a nuestras relaciones contractuales de larga data con nuestros proveedores de turbinas, nos otorgan una considerable flexibilidad operativa. Nuestros contratos por mantenimiento y asistencia técnica con estos proveedores tienen un plazo promedio de cinco años. Seleccionamos cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y nuestras relaciones previas. Consideramos a nuestros proveedores como socios en nuestro negocio y procuramos desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Por ejemplo, hemos estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“PW Power”) y Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens”) para GEMSA, lo que facilitó el desarrollo de nuestros proyectos. Asimismo, con respecto a nuestras plantas generadoras en funcionamiento, hemos celebrado contratos de largo plazo con PW

Power y con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y nos permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos. En nuestras plantas, también conservamos stocks de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. Como consecuencia, el promedio ponderado del factor de disponibilidad en MW fue del 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, del 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, 92% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, y 96% para el ejercicio finalizado el 30 de septiembre de 2017.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que brindan ventajas para la incorporación de capacidad de generación adicional. Nuestras centrales se encuentran emplazadas estratégicamente en ubicaciones con acceso a fuentes de suministro de combustible y a la red eléctrica, lo cual reduce el tiempo necesario para la finalización de los proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas generadoras también mitiga nuestro riesgo operativo a la hora de despachar nuestra electricidad en el SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Asimismo, la cantidad considerable de plantas generadoras que tenemos (en comparación con otras empresas de generación que pueden tener una capacidad de generación similar o mayor que nosotros, pero concentrada en una cantidad menor de plantas) y su ubicación estratégica facilitan una expansión de nuestra capacidad instalada, al incorporar capacidad adicional o transformar la capacidad existente en ciclo combinado, ya sea en una o varias plantas generadoras en forma simultánea, principalmente por su ubicación diversificada y el hecho de que no se encuentran rodeadas de áreas urbanas densamente pobladas y tienen acceso a la red y al combustible necesario.

Somos parte del grupo Albanesi y contamos con un equipo gerencial de amplia trayectoria. El grupo Albanesi ha participado en la actividad energética en Argentina por más de 20 años, desde que comenzó sus operaciones con la comercialización de gas natural en 1994 y luego obtuvo la autorización para generar y comercializar electricidad en el mercado argentino en el año 2000. Nos beneficiamos de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural desarrollado por Rafael G. Albanesi S.A. (“RGA”), una empresa líder con una amplia trayectoria en ese sector, también parte del grupo Albanesi. Creemos que las principales sinergias que se derivan de dicha integración son (i) la mitigación del riesgo vinculado a los proveedores de gas natural, dado que RGA es el proveedor del gas natural utilizado por muchas de nuestras plantas generadoras, y (ii) la venta de electricidad a clientes comunes con los cuales RGA tiene relaciones de larga data. Al 30 de septiembre de 2017, RGA ha acordado con nosotros suministrar gas natural para 346,7 MW de nuestra capacidad de generación. Por favor ver la sección “*Transacciones con Partes relacionadas – Suministro de gas Natural por RGA*”.

Además, estamos dirigidos por un equipo gerencial experimentado, orientado al crecimiento, con una trayectoria de más de 10 años en el sector eléctrico argentino. Creemos que este nivel de experiencia contribuye a nuestra capacidad de administrar de manera eficaz los negocios existentes e identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de calidad. Nuestra gerencia cuenta con experiencia significativa trabajando en la industria energética y con los reguladores del gobierno, y ha atravesado exitosamente el ciclo reciente que se caracterizó por una importante intervención estatal y medidas disruptivas del sector, tales como las restricciones a las tarifas eléctricas. Consideramos que esa experiencia específica en el mercado que tiene nuestra gerencia nos brinda el conocimiento necesario de los entornos regulatorios, políticos y comerciales a nivel local que, a su vez, nos ofrece la capacidad de administrar el riesgo e identificar nuevas oportunidades.

Estrategia

Mantener la correcta operación de nuestras plantas generadoras mediante flujos de efectivo estables y predecibles. Estamos comprometidos con el mantenimiento de la correcta operación de nuestras plantas generadoras a fin de producir flujos de efectivo predecibles y estables. Parte de nuestro potencial de crecimiento surge de la posibilidad de convertir los ciclos abiertos de las plantas existentes en ciclos combinados, tal como lo estamos realizando en Central Térmica Roca, y como lo haremos con las expansiones resultantes de las recientes adjudicaciones bajo la Resolución SEE 287/2017. Buscamos celebrar CCEE de largo plazo en virtud de marcos regulatorios como los las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y SEE 287/2017. A la fecha del presente Prospecto, hemos celebrado CCEE con CAMMESA al amparo del régimen de la Resolución SE 220/2007 por 452,2 MW. Asimismo disponemos de CCEE con CAMMESA bajo la Resolución SEE 21/2016 por 138 MW. Se encuentran en construcción expansiones que agregarán 60 MW y 100 MW de capacidad nominal los cuales operaran bajo los mismos marcos regulatorios respectivamente. Asimismo, el 17 de octubre de 2017, obtuvimos

nuevos CCEE a largo plazo con CAMMESA en virtud de la Resolución SEE 287/2017 por una capacidad adicional de generación contratada de 251 MW que planeamos comenzar a construir durante el primer trimestre del año 2018 y esperamos estar completamente operativos para el segundo trimestre del año 2020 (planeamos construir 275 MW de capacidad de generación instalada). Estos CCEE nos permiten registrar flujos de efectivo estables y predecibles. Además de los beneficios de estos CCEE de largo plazo denominados en dólares estadounidenses, tenemos la expectativa de aprovechar la mejora esperada del perfil de CAMMESA desde un punto de vista operativo y financiero a partir del nuevo gobierno argentino.

Consolidar y aumentar nuestra participación en el mercado en el sector eléctrico argentino mediante la ampliación de nuestra capacidad instalada y el desarrollo de nuevos proyectos. Según el Ministerio de Energía y Minería, la Argentina necesitará ampliar su capacidad de generación de energía eléctrica en los próximos años para hacer frente a una potencial escasez en la oferta de energía y mantener el crecimiento macroeconómico. Creemos estar posicionados de manera tal que podemos ser parte de ese proceso y aprovecharlo mediante la ampliación de nuestra capacidad de generación. Nos centraremos en proyectos que ofrecen potencial de crecimiento, una solución al sistema eléctrico argentino en cuanto a capacidad y eficiencia, un marco regulatorio adecuado y el acceso a fuentes de financiamiento e incentivos regulatorios (tales como tasas atractivas que prevean una prima por toda la capacidad nueva a incorporar en el corto plazo). Actualmente nos encontramos ampliando nuestra capacidad de generación en tres de nuestras plantas generadoras a fin de agregar 160 MW nominales de capacidad instalada, para lo cual hemos celebrado CCEE con CAMMESA en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016. Adicionalmente fuimos recientemente adjudicados con proyectos para cerrar los ciclos abiertos existentes en la Central Térmica M. Maranzana y Central Térmica Ezeiza por una capacidad total de 275 MW en virtud de lo cual se firmaron CCEE con CAMMESA por 251 MW.

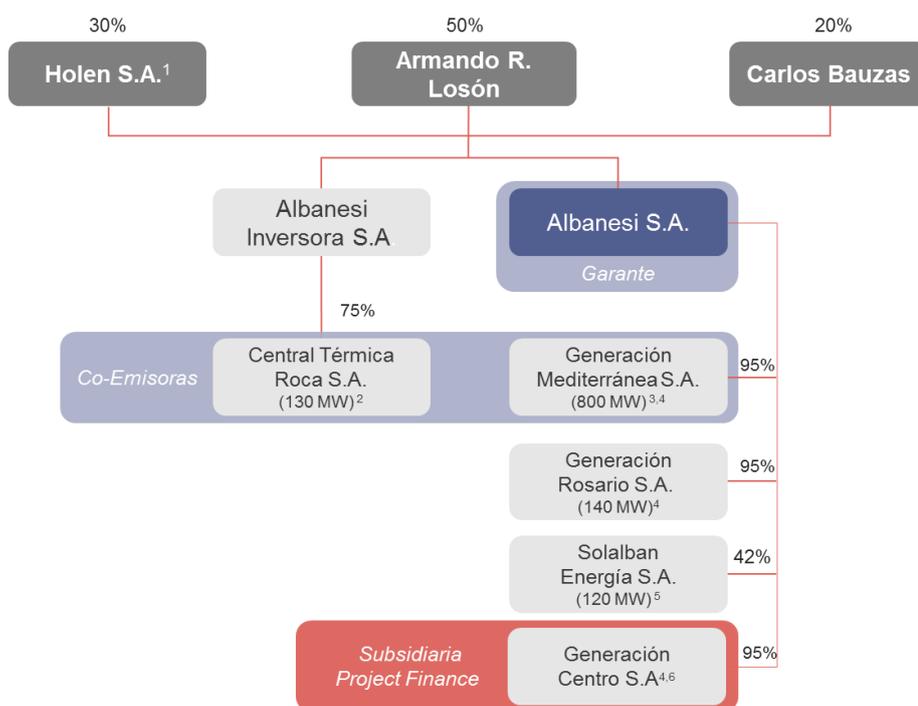
Continuar mejorando nuestro perfil de deuda para optimizar nuestra estructura de capital. Hemos financiado nuestros proyectos mediante préstamos (incluyendo líneas de crédito para la financiación de proyectos) otorgadas por prestamistas locales e internacionales y también mediante el mercado de capitales local e internacional. Asimismo, también utilizamos el financiamiento ofrecido por nuestros proveedores, lo que generalmente nos permite financiar los activos en términos más favorables que los que por otros medios obtendríamos a través de los bancos o el mercado de capitales. Al 30 de septiembre de 2017, el financiamiento con nuestros proveedores alcanzaba aproximadamente los USD 83 millones. En 2007, año en el cual desarrollamos nuestro primer proyecto (la expansión de la Central Térmica M. Maranzana) a través de nuestro primer préstamo estructurado, la relación deuda de GEMSA frente a EBITDA Ajustado era 27 veces. En ese entonces, casi todas nuestras deudas estaban pactadas en dólares estadounidenses y teníamos un acceso reducido a las instituciones financieras que nos otorgaran créditos. En diciembre de 2015, antes de comenzar la construcción de ampliación de capacidad bajo los CCEE otorgados bajo las resoluciones SE 220/2006 y SEE 21/2016, la proporción de deuda frente a EBITDA Ajustado de GEMSA (de conformidad con las NIIF) era de 1,3 veces y toda su deuda pendiente de pago estaba pactada en Pesos. La proporción de GEMSA de deuda frente a nuestro EBITDA Ajustado aumentó durante el 2016, cuando comenzamos a desarrollar nuestra nueva expansión de capacidad y contrajimos nuevas deudas para financiar dicha expansión. Para diciembre de 2016, habíamos aumentado y diversificado de manera considerable nuestras fuentes de financiamiento, tales como entidades financieras locales, bancos internacionales, el mercado de capitales local, mercado de capitales internacional y financiamiento otorgado por proveedores. De manera periódica, analizamos formas para mejorar nuestro perfil de deuda en cuanto a vencimientos, costo, moneda, condiciones y garantías, con el objetivo de obtener flexibilidad de crecimiento a lo largo del desarrollo de nuevos proyectos. Estimamos que nuestra capacidad de 160 MW, la cual se encuentra en construcción y que se encuentra totalmente financiada, estará en operación durante el primer semestre de 2018. Con respecto a las expansiones adjudicadas más recientemente en virtud de la Resolución SEE 287/2017, esperamos comenzar con los trabajos de construcción en el primer trimestre de 2018. Tenemos la intención de financiar estos gastos de capital con una combinación de flujos de efectivo operativos, líneas de crédito mediante el financiamiento a través de mercados de capitales nacionales e internacionales y el financiamiento de proveedores.

Brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras plantas de manera eficiente, segura y sustentable. Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sustentable. En cuanto a seguridad, implementamos y respetamos las normas de seguridad de la industria en la Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados y proveedores así como de las comunidades donde se asientan nuestras operaciones. En cuanto a eficiencia operativa, nos centramos en garantizar la disponibilidad, la confiabilidad y la integridad de los activos en el largo plazo mediante acciones de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo. En el área de la sustentabilidad, procuramos ser una empresa con buen comportamiento cívico y desarrollar nuestras actividades cumpliendo con la normativa legal y ambiental

aplicable. Además, nos guiamos por estrictos principios de gestión empresarial y nos esforzamos por garantizar la ecuanimidad, la transparencia, la rendición de cuentas y la responsabilidad de nuestros accionistas y otros interesados en el desarrollo de nuestras actividades.

Estructura organizativa

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa de las Co-Emisoras y del Garante y sus principales subsidiarias y relacionadas a la fecha del presente Prospecto, detallando las capacidades nominales instaladas de cada sociedad.



(1) Son accionistas de Holen S.A.: Fernando Sarti (95%), Jose L. Sarti (1,67%), Jose P. Sarti (1,67%) y Adolfo Subieta (1,67%).

(2) Tefu S.A. posee una participación del 25% en CTR.

(3) Generación Frías se fusionó con GEMSA en enero de 2017.

(4) Holen S.A., Armando Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GEMSA, Generación Rosario S.A. y Generación Centro S.A.

(5) Unipar Indupa S.A. controla el 58% de Solalban.

(6) Entidad calificada como “Subsidiaria Project Finance” de acuerdo a lo descrito bajo el título Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales” de la sección “Compromisos – Limitación a la Denominación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos” de este Prospecto.

Eventos Recientes

Fusión GEMSA / GFSA

Con fecha 18 de octubre de 2016, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de GEMSA y la Sociedad Absorbida (según se define a continuación) aprobó la fusión por absorción de GEMSA con Generación Frías S.A. (la “Sociedad Absorbida” o “GFSA” indistintamente y junto a GEMSA las “Sociedades Participantes”). La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2017, a partir de cuándo deberán considerarse a GEMSA y Generación Frías S.A. únicamente como GEMSA, sociedad absorbente. Toda la información de GEMSA expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de GFSA.

Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante resolución N° 18.537 de fecha 2 de marzo de 2017 e inscrita ante la Inspección General de Justicia el 17 de marzo de 2017.

Asimismo, mediante resolución N° 18.538 de fecha 2 de marzo de 2017 el Directorio de CNV aprobó la disolución sin liquidación de Generación Frías S.A., siendo inscrita ante la Inspección General de Justicia el día

17 de marzo de 2017. Por los motivos expuestos, se acompañan ciertos indicadores económicos y financieros aquí expuestos referidos al estado de situación financiera consolidado de fusión al 30 de junio de 2016 presentado en el Prospecto de fusión de fecha 5 de octubre de 2016.

Todos los documentos relativos a esta fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

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 grupo 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; e) optimización en la asignación de los recursos existentes; f) 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 g) desarrollo de mayores oportunidades de carrera de los recursos humanos de las Sociedades Participantes. Por otra parte, los beneficios indicados serán obtenidos sin implicar costos impositivos, en virtud de estar incluidos dentro del artículo 77 y siguientes de la ley N° 20.628 de impuesto a las ganancias.

Fusión ASA/AISA

Con fecha 18 de octubre de 2017, la Asamblea General Extraordinaria de Albanesi y Albanesi Inversora S.A. (“Albanesi Inversora” y, junto con Albanesi, las “Sociedades Participantes”) aprobó la fusión por absorción de Albanesi con Albanesi Inversora. La fecha efectiva de fusión será el 1 de enero de 2018, fecha a partir de la cual deberán considerarse a Albanesi y Albanesi Inversora únicamente como Albanesi S.A., sociedad absorbente. Toda la información de Albanesi expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de Albanesi Inversora.

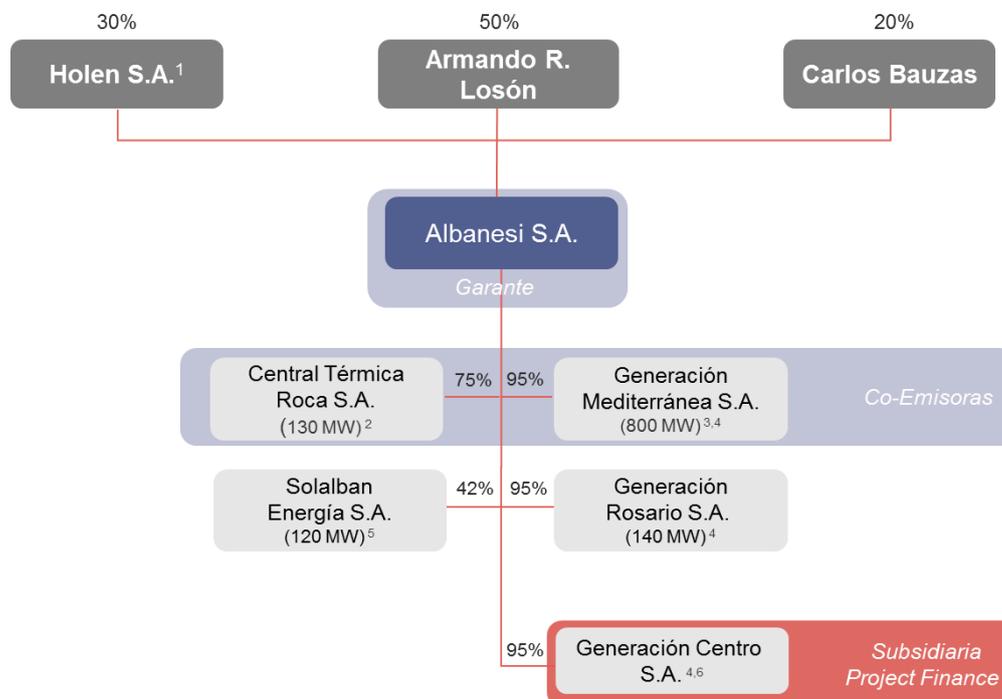
El prospecto de esta fusión fue aprobado por la Subgerencia de Emisoras de CNV con fecha 2 de octubre de 2017.

Todos los documentos relativos a esta fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (<http://www.cnv.gob.ar>) en el ítem “Hechos Relevantes”.

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 tienen como objeto principal el de inversión y resultando que las compañías que controlan son agentes generadores de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, compartiendo éstas últimas como la actividad consistente en 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 y, a su vez, de las sociedades que ambas controlan, lo que permite la integración y complementación que redundará en una mayor eficiencia en las operaciones; b) simplificar la estructura societaria de las sociedades participantes consolidando las actividades de las sociedades en una única sociedad controlante; c) la sinergia que conformará la unión de las distintas sociedades del grupo 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; e) optimización en la asignación de los recursos existentes; y f) 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.). Por otra

parte, los beneficios indicados serán obtenidos sin implicar costos impositivos, en virtud de estar incluidos dentro del artículo 77 y siguientes de la Ley Nro. 20.628 de Impuesto a las Ganancias.

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa luego de la Fusión ASA /AISA de las Co-Emisoras y del Garante y sus principales subsidiarias y relacionadas a la fecha del presente Prospecto, detallando las capacidades nominales instaladas de cada sociedad.



(1) Son accionistas de Holen S.A.: Fernando Sarti (95%), Jose L. Sarti (1,67%), Jose P. Sarti (1,67%) y Adolfo Subieta (1,67%).

(2) Tefu S.A. posee una participación del 25% en CTR.

(3) Generación Frías se fusionó con GEMSA en enero de 2017.

(4) Holen S.A., Armando Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GEMSA, Generación Rosario S.A. y Generación Centro S.A.

(5) Unipar Indupa S.A. controla el 58% de Solalban.

(6) Entidad calificada como "Subsidiaria Project Finance" de acuerdo a lo descripto bajo el título Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales" de la sección "Compromisos – Limitación a la Denominación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos" de este Prospecto.

Expansión de capacidad

Durante 2017 se finalizaron la construcción e instalación de 300MW nominales distribuidos de la siguiente manera:

- (i) 50 MW compuestos por la nueva turbina Siemens SGT-800 en la central térmica Riojana. La habitación comercial por parte de CAMMESA se realizó en mayo de 2017.
- (ii) 100 MW compuestos por 2 nuevas turbina Siemens SGT-800 de 50MW cada una en la central térmica Maranzana. La habitación comercial por parte de CAMMESA se realizó en julio de 2017.
- (iii) 50 MW compuestos por la nueva turbina Siemens SGT-800 en la central térmica Independencia. La habitación comercial por parte de CAMMESA se realizó en agosto de 2017.
- (iv) 100 MW compuestos por 2 nuevas turbina Siemens SGT-800 de 50MW cada una en la central térmica Ezeiza. La habitación comercial por parte de CAMMESA se realizó en septiembre de 2017.

Títulos de deuda

El 11 de octubre de 2017, GEMSA y CTRSA coemitieron y colocaron conjuntamente en la Argentina, en virtud de su programa global de emisión de obligaciones negociables, *las obligaciones negociables clase I*, por un monto de capital total de USD 30 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente de 6,68%. Los intereses se cancelan trimestralmente y el capital se amortiza en un único pago equivalente al 100% del valor nominal de las obligaciones negociables en la fecha de vencimiento (11 de octubre de 2020).

Información societaria

Albanesi, GEMSA (absorbió a Generación Frías en enero 2017) y CTR son sociedades anónimas constituidas y existentes de conformidad con la legislación argentina. Todas tienen sus oficinas en su sede social ubicada en Av. Leandro L. Alem 855, piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y nuestro sitio web es <http://www.albanesi.com.ar>. La información incluida en nuestro sitio web o a la que puede accederse a través de él no es parte del presente Prospecto y no se incorpora por vía de referencia al presente (al menos que expresamente se indique lo contrario en este Prospecto).

TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ADICIONALES

El presente apartado resume los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Adicionales. Para una descripción más completa de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Adicionales, ver la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales” del presente Prospecto.

Agentes Colocadores de Argentina ..	JP Morgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires, Banco Hipotecario S.A., BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.
Agente de Cotización de Luxemburgo y Agente de Transferencia	Deutsche Bank Luxembourg S.A.
Base de Cálculo Aplicable	Los intereses se computarán tomando como base un año calendario de 360 días compuesto por 12 meses de 30 días cada uno.
Calificaciones de riesgo.....	FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO ha asignado a las Obligaciones Negociables Adicionales la calificación “ A (Arg) ”. Las Obligaciones Negociables Adicionales contarán con una calificación de riesgo en Argentina y con dos calificaciones internacionales. Para mayor información véase la sección “Calificación de Riesgo” en este Prospecto.
Cambio de Control	En caso de verificarse un Supuesto de Cambio de Control (según se lo define en el presente Prospecto), deberemos ofrecer la opción de recompra las Obligaciones Negociables Adicionales a un precio de compra igual al 101% del capital de dichas Obligaciones Negociables Adicionales, más intereses devengados e impagos a la fecha de la compra. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Cambio de Control”
Co-Emisoras	Generación Mediterránea S.A., y Central Térmica Roca S.A., todas sociedades anónimas constituidas en virtud de la legislación argentina bajo un régimen de responsabilidad solidaria.
Colocación de las Obligaciones Negociables Adicionales en la Argentina	Las Obligaciones Negociables Adicionales se ofrecerán al público argentino mediante el presente Prospecto.

<p>Coordinadores Globales y Coordinadores Conjuntos de la Recepción de Ofertas, Colocadores ..</p>	<p>Credit Suisse Securities (USA) LLC, J.P. Morgan Securities LLC y UBS Securities LLC.</p>
<p>Compromisos</p>	<p>Las Co-Emisoras entre otros compromisos asumidos en el Contrato de Fideicomiso Complementario, se han comprometido, en tanto existan las Obligaciones Negociaciones Adicionales, a limitar su capacidad y la de sus subsidiarias, entre otras cosas para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • contraer o garantizar deudas adicionales; • abonar dividendos o realizar otras distribuciones o bien readquirir o rescatar acciones de las sociedades; • otorgar préstamos e inversiones; constituir gravámenes; • efectuar transacciones con sociedades vinculadas; • celebrar contratos por los que se restrinja la capacidad de nuestras subsidiarias restringidas de pagar dividendos; y • consolidar, fusionar o enajenar la totalidad o la casi totalidad de sus activos. <p>Estos compromisos se encuentran sujetos a ciertas salvedades y excepciones significativas. Muchos de estos compromisos no serán aplicables a nosotros ni a nuestras subsidiarias durante ningún período en el cual las Obligaciones Negociables Adicionales reciban una calificación de grado de inversión por parte de dos calificadoras como mínimo. Para mayor información, ver “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales—Compromisos”.</p>
<p>Denominación y descripción</p>	<p>Obligaciones Negociables Adicionales por un monto de hasta U\$S 86.000.000 (dólares estadounidenses ochenta y seis millones). El monto nominal final de Obligaciones Negociables Adicionales que efectivamente se emitan será informado mediante el Aviso de Resultados. Las Obligaciones Negociables Adicionales se emitirán como Obligaciones Negociables Adicionales en virtud del Contrato de Fideicomiso Complementario.</p> <p>Mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales, se aumentará el monto total de Obligaciones Negociables en circulación de U\$S 250.000.000 por hasta un valor máximo total de U\$S 336.000.000.</p>
<p>Destino de los Fondos</p>	<p>Tenemos la intención de utilizar los fondos netos procedentes de la presente emisión de Obligaciones Negociables Adicionales de conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras normas aplicables, en especial se podrán utilizar para la refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Co-Emisoras cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados. Para mayor información se solicita a los inversores ver la Sección: "Destino de los Fondos".</p>
<p>Factores de Riesgo.....</p>	<p>El destinatario debe considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente Prospecto. Ver la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto para una descripción de ciertos</p>

	riesgos importantes que se derivan de la inversión en las Obligaciones Negociables Adicionales.
Fecha de Emisión	La Fecha de Emisión será informada en el Aviso de Resultados.
Fecha de Pago de Intereses	El 27 de enero y el 27 de julio de cada año, comenzando el 27 de enero de 2018 y finalizando el 27 de julio de 2023.
Fiduciario, Agente de Registro conjunto, Agente de Transferencia y Agente de Pago.....	Deutsche Bank Trust Company Americas
Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación	Las Obligaciones Negociables Adicionales se emitirán bajo la forma de uno o más certificados globales sin cupón, inscriptos a nombres de un representante designado de DTC, como depositario, por cuenta de sus participantes directos e indirectos, tales como Euroclear y Clearstream. Las Obligaciones Negociables Adicionales serán emitidas en denominaciones mínimas de USD 150.000 y múltiplos integrales de USD 1.000 por encima de ese monto. Ver “Forma de las Obligaciones Negociables Adicionales, Compensación y Liquidación”.
Fungibilidad	<p>Las Obligaciones Negociables Adicionales serán fungibles y votarán junto con las Obligaciones Negociables Existentes y constituirán una única clase bajo el Contrato de Fideicomiso Complementario, y tendrán los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Existentes, salvo por la fecha de emisión, precio de emisión y primera fecha de pago de intereses, las Obligaciones Negociables Adicionales tendrán los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Existentes.</p> <p>Las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas por este Prospecto serán plenamente fungibles con las Obligaciones Negociables Existentes, luego de la extinción de ciertas restricciones. Durante el período de sujeto a restricciones a la venta de los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas en virtud de la Regulación S tendrán números CUSIP y ISIN temporarios.</p>
Garante	Albanesi S.A., sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación argentina.
Impuestos	Para un resumen de ciertas consecuencias impositivas de invertir en las Obligaciones Negociables Adicionales en la Argentina y a los fines del impuesto a las ganancias federal en los Estados Unidos, ver “Tratamiento Impositivo”.
Intereses	Las Obligaciones Negociables Adicionales devengarán intereses a una tasa fija del 9,625% nominal anual.
Ley Aplicable	La ley aplicable será la legislación del Estado de Nueva York. Se establece explícitamente que todos los asuntos relacionados a la debida autorización, ejecución, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables Adicionales por parte nuestra, y los asuntos relativos a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables Adicionales califiquen como <i>obligaciones simples no convertibles en acciones</i> y aquellos

	relacionados con las asambleas de tenedores, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley General de Sociedades N° 19.550 (la “Ley General de Sociedades”), con sus modificaciones, así como otras leyes y regulaciones argentinas aplicables.
Listado y Negociación.....	Las Co-Emisoras han solicitado y harán sus mejores esfuerzos para que las Obligaciones Negociables Adicionales sean listadas en BYMA y que se negocien en el MAE. Se solicitará autorización para el listado y/o la negociación de las Obligaciones Negociables Adicionales en bolsas o mercados del exterior. En especial se podrá solicitar autorización para que las Obligaciones Negociables Adicionales coticen en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se negocien en el Mercado Euro MTF.
Moneda de pago.....	Los intereses y capital serán pagados en dólares estadounidenses.
Monto de Emisión	El Monto de Emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales será informado en el Aviso de Resultados, más intereses devengados, en su caso, a partir de la fecha informada en dicho aviso.
Montos Adicionales.....	Todos los pagos realizados por nosotros 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, abonaremos 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 “Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales”.
Orden de privilegios	<p>Las Obligaciones Negociables Adicionales y la Garantía serán obligaciones garantizadas y no subordinadas de cada una de las Co-Emisoras y del Garante, respectivamente. Las Obligaciones Negociables Adicionales tendrán el mismo orden de privilegio que todas las deudas no subordinadas y sin garantía real actuales y futuras de las Co-Emisoras y del Garante, respectivamente, salvo aquellas obligaciones que gozan de trato preferencial por disposición expresa de la ley o de manera automática de pleno derecho. Las Obligaciones Negociables Adicionales y la Garantía estarán subordinadas efectivamente a las deudas garantizadas de cada una de las Co-Emisoras y del Garante hasta la concurrencia del valor de los activos que garantizan dicha deuda y subordinadas a las deudas futuras y otras obligaciones de las subsidiarias de las Co-Emisoras y del Garante que no garantizan las Obligaciones Negociables Adicionales.</p> <p>Al 30 de septiembre de 2017, nuestra deuda combinada ascendía a ARS 8.521 millones (USD 492 millones). Para conocer mayor información acerca de nuestro endeudamiento y obligaciones contractuales (incluida la financiación del vendedor), ver la sección “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-Emisoras—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-</p>

	Emisoras— Liquidez y recursos de capital—Obligaciones contractuales.” y “Resumen—Eventos Recientes.”
Período de devengamiento de intereses	Es el período comprendido entre una Fecha de Pago de Intereses y la Fecha de Pago de Intereses inmediatamente posterior, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la primera Fecha de Pago de Intereses, se considerará Período de Devengamiento de Intereses el comprendido entre la Fecha de Emisión y la primera Fecha de Pago de Intereses, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la última Fecha de Pago de Intereses, se considerará Período de Devengamiento de Intereses el comprendido entre la Fecha de Pago de Intereses inmediata anterior a la Fecha de Vencimiento (inclusive) y la Fecha de Vencimiento (exclusive).
Representante del Fiduciario en Argentina, Agente de Registro, Agente de Transferencia y Agente de Pago Argentino.....	Banco Santander Río S.A.
Rescates	<p><i>Rescate de Compensación.</i> Podremos rescatar las Obligaciones Negociables Adicionales total o parcialmente en cualquier momento con anterioridad al 27 de julio de 2020: (i) el 100% del capital de las Obligaciones Negociables Adicionales objeto del rescate o bien, en caso de resultar mayor, (ii) un monto de “compensación”, en cada caso, más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate, según la descripción contenida en la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Rescate Opcional”.</p> <p><i>Rescate Opcional Programado.</i> En cualquier momento a partir del 27 de julio de 2020, tendremos la opción de rescatar las Obligaciones Negociables Adicionales en todo o en parte a los precios de rescate establecidos en el presente Prospecto, más los intereses devengados e impagos a la fecha de la fecha de rescate. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Rescate Opcional”.</p> <p><i>Rescate Opcional ante un hecho que afecta al patrimonio.</i> Asimismo, antes del 27 de julio de 2019, tendremos la opción de rescatar hasta un 35% de las Obligaciones Negociables Adicionales empleando los fondos netos en efectivo obtenidos de una oferta de acciones, al precio de rescate establecido en el presente Prospecto, más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Rescate Opcional—Rescate Opcional ante un hecho que afecta al patrimonio”.</p> <p><i>Rescate opcional por cambios en las retenciones de impuestos.</i> Tendremos la opción de rescatar las Obligaciones Negociables Adicionales en su totalidad y no parcialmente a un precio igual al 100% del monto de capital más los intereses devengados e impagos a la fecha de rescate y montos adicionales, en el caso de verificarse ciertos cambios en las leyes impositivas. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Rescate Opcional—Rescate Opcional por Cambios en las Retenciones de Impuestos”.</p>

Restricciones a la Transferencia	No hemos registrado las Obligaciones Negociables Adicionales bajo la Ley de Títulos Valores. Las Obligaciones Negociables Adicionales están sujetas a restricciones a la transferencia y solo podrán ser ofrecidas en transacciones exentas del requisito de registración de la Ley de Títulos Valores. Ver “Restricciones a la Transferencia”.
Suscripción. Moneda.....	Las Obligaciones Negociables Adicionales serán suscriptas en dólares estadounidenses.
Amortización.....	El capital de las Obligaciones Negociables Adicionales será amortizado en un único pago en la Fecha de Vencimiento.
Fecha de Vencimiento	27 de julio de 2023.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LAS CO-EMISORAS Y EL GARANTE

Los siguientes cuadros presentan un resumen de : (1) la información contable y financiera combinada de Albanesi y sus subsidiarias y CTR, correspondiente a cada uno de los períodos que se indican; (2) la información contable y financiera de GEMSA correspondiente a cada uno de los períodos que se indican; (3) la información contable y financiera de Generación Frías correspondiente a cada uno de los períodos que se indican; y (4) la información contable y financiera de CTR correspondiente a cada uno de los períodos que se indican. Esta información debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros Combinados incluidos en el presente Prospecto los Estados Financieros de cada Co-Emisora incorporados al presente por referencia, así como con la información incluida en las secciones “Presentación de Información Contable y de otra Naturaleza y Otra Información”, y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-Emisoras” en el presente Prospecto, y se encuentra calificada en su totalidad por referencia a ellos.

Información financiera combinada de Albanesi y sus Subsidiarias y CTR

La siguiente información contable no auditada intermedia combinada por los períodos de nueve meses al 30 de septiembre de 2017 y 2016 surge de los estados financieros combinados condensados intermedios a esas fechas. Los resultados combinados de las operaciones del trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2017 no son necesariamente indicativos de los resultados que se esperan para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Asimismo, la información contable auditada correspondiente al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, surge de los estados financieros anuales combinados auditados al 31 de diciembre de 2016 y la información contable correspondiente al y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 surge de los estados financieros anuales combinados auditados al 31 de diciembre de 2015.

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				Correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		
	2014	2015	2016	2016	2016	2017	2017
	(\$ en miles de pesos)				(USD en miles) ^{(1) (3)}	(\$ en miles de pesos) ⁽³⁾	
Ingresos por ventas	1.371.872	1.804.116	2.969.351	201.575	2.253.662	2.140.709	131.844
Costo de ventas	(956.311)	(1.275.929)	(2.065.394)	(140.409)	(1.589.764)	(1.310.971)	(81.273)
Resultado bruto	415.561	528.186	903.957	61.166	663.898	829.738	50.571
Gastos de comercialización	(18.788)	(19.134)	(23.349)	(1.607)	(21.888)	11.941	769
Gastos de administración	(36.923)	(56.786)	(59.324)	(3.994)	(38.989)	(51.501)	(3.148)
Resultado por participaciones en asociadas	4.693	(1.475)	(2.476)	(140)	(1.034)	(4.284)	(257)
Otros ingresos operativos	6.042	77.627	10.501	692	6.880	15.440	897
Otros gastos operativos	(92)	(46.427)	—	—	—	—	—
Resultado operativo	370.492	481.992	829.309	56.114	608.868	801.334	48.832
Ingresos financieros	7.514	7.807	71.770	4.778	48.236	91.099	5.383
Gastos financieros	(207.661)	(262.598)	(481.500)	(32.652)	(390.055)	(364.253)	(22.364)
Otros resultados financieros	(259.887)	(231.104)	(169.944)	(11.507)	(112.644)	(107.986)	(6.385)

Resultados financieros	(460.034)	(485.894)	(579.674)	(39.381)	(454.463)	(381.140)	(23.365)
Resultado antes de impuestos	(89.542)	(3.902)	249.634	16.733	154.404	420.194	25.467
Impuesto a las ganancias	27.618	25.998	(126.637)	(8.464)	(73.076)	(177.512)	(10.705)
Ganancia/Pérdida por operaciones continuadas	(61.923)	22.096	122.997	8.268	81.329	242.682	14.762
Operaciones discontinuadas	(7.575)	(17.007)	—	—	—	—	—
Ganancia/Pérdida del ejercicio/período	(69.499)	5.089	122.997	8.268	81.329	242.682	14.762
Otro Resultado Integral							
<i>Ítems que serán reclasificados a resultados</i>							
Diferencia de conversión	(874)	(1.984)	(34)	(3)	(161)	—	—
Reclasificación reserva conversión	—	—	2.892	187	127	—	—
<i>Ítems que no serán reclasificados a resultados</i>							
Revaluación de propiedades, planta y equipos	545.398	1.039.342	1.006.016	65.091	—	—	—
Otros resultados integrales por participación en asociadas	42.397	67.124	53.156	3.439	—	—	—
Resultados relacionados a planes de beneficios definidos	(1.017)	106	(2.919)	(189)	(20)	—	—
Efecto en el impuesto a las ganancias	(190.533)	(363.807)	(351.084)	(22.716)	7	—	—
Otro Resultado Integral del ejercicio / período	395.371	740.781	708.026	45.810	(47)	—	—
Ganancia integral del ejercicio /período	325.872	745.870	831.023	54.078	81.282	242.682	14.762

- (1) Los montos expresados en dólares estadounidenses fueron convertidos de Pesos a dólares estadounidenses de la siguiente manera: (a) el monto en Pesos correspondiente a cada trimestre del ejercicio pertinente se convirtió a dólares estadounidenses sobre la base del promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina para dicho trimestre y (2) se sumaron los montos en dólares estadounidenses correspondientes a cada uno de los cuatro trimestres del ejercicio pertinente, lo que dio como resultado el monto en dólares estadounidenses del ejercicio. El promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina fue de \$ 14,49 = USD 1,00, \$ 14,23 = USD 1,00, \$ 14,95 = USD 1,00 y \$ 15,46 = USD 1,00 para los trimestres finalizados el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2016, respectivamente.
- (2) El promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina fue de \$ 15,68 = USD 1,00, \$ 15,75 = USD 1,00 y \$ 17,29 = USD 1,00 para los trimestres finalizados el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre de 2017, respectivamente.
- (3) Información no auditada

ESTADO COMBINADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Al 31 de diciembre de

Al 30 de septiembre de

	Al 31 de diciembre de				Al 30 de septiembre de	
	2014	2015	2016	2016	2017	2017
	(\$ en miles de pesos)			(USD en miles) ^{(1) (3)}	(\$ en miles de pesos) ⁽³⁾	(USD en miles) ^{(2) (3)}
Activo					Total	
Activo no corriente						
Propiedades, planta y equipos netos	2.491.197	3.790.067	6.695.498	421.366	12.010.142	693.827
Activos intangibles netos	5	—	—	—	—	—
Inversiones en asociadas	183.358	243.128	293.808	18.490	283.643	16.386
Otras inversiones	—	130	130	8	130	8
Activo por impuesto diferido	5.875	—	1.498	94	9.191	531
Inventarios	3.404	—	—	—	—	—
Otros créditos	147.296	47.514	85.573	5.385	123.430	7.131
Créditos por ventas netos	3.886	3.887	130.235	8.196	3.484	201
Total Activo No Corriente	2.835.022	4.084.725	7.206.741	453.539	12.430.020	718.083
Activo Corriente						
Inventarios	21.155	15.897	31.358	1.973	50.147	2.897
Saldo a favor del impuesto a las ganancias, neto	—	2.021	—	—	—	—
Otros créditos	96.934	223.770	1.618.092	101.831	1.387.673	80.166
Créditos por ventas netos	510.347	471.193	744.047	46.825	1.237.482	71.489
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	—	194.998	231.728	14.583	58.790	3.396
Efectivo y equivalentes de efectivo	42.484	55.975	948.308	59.680	270.518	15.628
Total Activo Corriente	670.920	963.853	3.573.533	224.892	3.004.610	173.577
Total Activo	3.505.941	5.048.579	10.780.274	678.431	15.434.630	891.660
Patrimonio Neto						
Capital social	77.526	77.526	135.526	8.529	135.526	7.829
Reserva legal	63	63	2.005	126	5.147	297
Reserva facultativa	527	527	527	33	114.892	6.637
Reserva por revalúo	809.634	1.492.035	2.103.787	132.397	2.012.243	116.247
Reserva de conversión	(874)	(2.858)	—	—	—	—
Otros resultados integrales	(1.660)	(1.595)	(3.398)	(214)	(3.398)	(196)
Resultados acumulados	(70.619)	(29.847)	112.719	7.094	317.031	18.315
Patrimonio atribuible a los propietarios	814.595	1.535.850	2.351.166	147.965	2.581.442	149.130
Participación no controladora	49.977	69.176	100.629	6.333	113.060	6.531
Total Patrimonio	864.572	1.605.026	2.451.795	154.298	2.694.502	155.662
Pasivo						
Pasivo no corriente						
Previsiones	10.581	9.949	9.136	575	7.808	451
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	340.072	650.964	1.121.008	70.548	1.296.429	74.895
Otras deudas	367.387	100.000	—	—	2.590	150
Planes de beneficios definidos	3.681	4.819	5.174	326	7.608	440
Cargas fiscales	3.233	—	—	—	—	—
Deudas financieras	899.390	1.254.251	5.640.657	354.982	7.675.204	443.397
Deudas comerciales	2.993	157.068	444.542	27.976	895.729	51.746
Total Pasivo no corriente	1.627.338	2.177.052	7.220.517	454.406	9.885.367	571.078
Pasivo corriente						
Otras deudas	119.339	126.186	89.631	5.641	85.267	4.926
Deuda social	7.505	9.830	9.239	581	16.879	975
Planes de beneficios definidos	342	857	3.250	205	3.197	185
Deudas financieras	388.156	784.622	544.450	34.264	846.220	48.886
Instrumentos financieros derivados	12.164	—	2.175	137	—	—
Impuesto a las ganancias corriente, neto	5.994	729	2.650	167	6.622	383
Cargas fiscales	22.370	16.718	33.012	2.078	40.938	2.365
Deudas comerciales	458.159	327.559	423.556	26.656	1.855.637	107.200
Total Pasivo corriente	1.014.031	1.266.501	1.107.963	69.727	2.854.761	164.920
Total Pasivo	2.641.369	3.443.553	8.328.479	524.133	12.740.128	735.998
Total Pasivo y Patrimonio Neto	3.505.941	5.048.579	10.780.274	678.431	15.434.630	891.660

- (1) Los montos expresados en dólares estadounidenses fueron convertidos de Pesos a dólares estadounidenses al tipo de cambio de \$ 15,89 = USD 1,00, por referencia al tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2016.
- (2) Los montos expresados en dólares estadounidenses fueron convertidos de Pesos a dólares estadounidenses al tipo de cambio de \$ 17,31 = USD 1,00, por referencia al tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de septiembre de 2017.
- (3) Información no auditada

Información combinada de Albanesi y sus Subsidiarias y de CTR

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA combinado Ajustado con nuestros resultados operativos combinados en virtud de las NIIF, para los ejercicios indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				Correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		
	2014	2015	2016	2016	2016	2017	2017
	(\$ en miles de pesos)			(USD en miles) ^{(3) (5)}	(\$ en miles de pesos)		(USD en miles) ^{(4) (5)}
Ganancias operativas	370.492	481.992	829.309	56.114	608.868	801.334	48.832
Depreciación y amortización	119.700	133.133	206.970	14.014	154.785	230.523	14.155
Resultados no recurrentes y gastos ⁽¹⁾	—	(30.215)	—	—	—	—	—
Resultados de participación en asociadas	(4.693)	1.475	2.476	140	1.034	4.284	257
Dividendos percibidos ⁽²⁾	10.099	5.880	—	—	—	5.880	373
EBITDA Ajustado	495.598	592.265	1.038.755	70.268	764.687	1.042.021	63.617

- (1) Resultados no recurrentes y gastos correspondientes al ejercicio del 31 de diciembre de 2015, donde se incluye ganancia de la venta de participación en subsidiarias por un monto de \$ 76.642 y una pérdida de \$ 46.427 atribuibles al gasto de rescisión de un contrato de compra de turbina con General Electric.
- (2) Incluye los dividendos percibidos por Albanesi de parte de Solalban.
- (3) Los montos expresados en dólares estadounidenses fueron convertidos de Pesos a dólares estadounidenses de la siguiente manera: (a) el monto en Pesos correspondiente a cada trimestre del ejercicio pertinente se convirtió a dólares estadounidenses sobre la base del promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina para dicho trimestre y (b) se sumaron los montos en dólares estadounidenses correspondientes a cada uno de los cuatro trimestres del ejercicio pertinente, lo que dio como resultado el monto en dólares estadounidenses del ejercicio. El promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina fue de \$ 14,49 = USD 1,00, \$ 14,23 = USD 1,00, \$ 14,95 = USD 1,00 y \$ 15,46 = USD 1,00 para los trimestres finalizados el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2016, respectivamente.
- (4) El promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina fue de \$ 15,68 = USD 1,00, \$ 15,75 = USD 1,00 y \$ 17,29 = USD 1,00 para los trimestres finalizados el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre de 2017, respectivamente.
- (5) Información no auditada

El EBITDA Ajustado es una medida contable que no se ajusta a las NIIF. El EBITDA Ajustado se incluye en el presente Prospecto porque creemos que ciertos inversores pueden considerarlo de utilidad como una medida adicional de nuestro desempeño financiero y nuestra capacidad para pagar deudas y financiar inversiones en activos fijos. El EBITDA Ajustado no es ni debería ser considerado como un reemplazo de rubros tales como ingresos, flujos de fondos provenientes de operaciones u otras medidas de desempeño financiero o liquidez en virtud de las NIIF. Dado que EBITDA Ajustado es una medida que no se ajusta a las NIIF y no todas las empresas calculan EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con cualquier otro EBITDA Ajustado o con la forma en que otras empresas presentan su EBITDA Ajustado.

Otra información contable combinada de Albanesi y sus subsidiarias y CTR

El siguiente cuadro muestra información complementaria seleccionada combinada no ajustada a las NIIF para los ejercicios indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de nueve meses finalizado el
	2014	2015	2016	30.09.2017
Índice endeudamiento financiero neto/EBITDA Ajustado ⁽¹⁾ (No auditado)	2,51	3,35	5,37	6,16
Índice EBITDA Ajustado/gastos financieros netos ⁽²⁾ (No auditado)	2,49	2,38	2,35	3,18
Margen de EBITDA Ajustado ⁽³⁾ (No auditado)	36%	33%	35%	49%
Índice de liquidez ⁽⁴⁾	0,66	0,76	3,23	1,05
Índice de solvencia ⁽⁵⁾	0,33	0,45	0,28	0,21
Retorno sobre los activos ⁽⁶⁾	-8,04%	0,33%	5,23%	9,40%
Índice activo no corriente/activo total	0,81	0,81	0,67	0,81

- (1) Calculado como endeudamiento financiero neto de caja y equivalentes de caja, dividido por EBITDA Ajustado.
- (2) Calculado como EBITDA Ajustado dividido por el costo de interés financiero. El costo de interés financiero no incluye los intereses acumulados en relación a las deudas incurridas para financiar la adquisición, construcción y mejora de la propiedad, planta y equipo, que fue de Ps. 10,6 millones (aproximadamente USD 1,3 millones), Ps. 69,8 millones (aproximadamente USD 7,4 millones) y Ps. 294,7 millones (aproximadamente USD 19,7 millones) para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2015 y 2016. Asimismo corresponde a Ps 416 millones (aproximadamente USD 25,4 millones) para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017.
- (3) Calculado como EBITDA Ajustado dividido por ventas netas.
- (4) Calculado como activo corriente dividido por pasivo corriente.
- (5) Calculado como patrimonio neto total dividido por pasivo total.
- (6) Calculado como resultado neto del ejercicio dividido por el patrimonio neto total.

Nuestro endeudamiento y nuestro pasivo, según se muestra en la tabla anterior, no incluyen la financiación de nuestro vendedor. Para conocer mayor información acerca de la financiación con nuestro vendedor, ver la sección “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-Emisoras—Liquidez y recursos de capital—Obligaciones contractuales” y “Resumen—Eventos Recientes.”

Información operativa combinada

El siguiente cuadro muestra información relacionada con la producción combinada de Albanesi y sus subsidiarias y CTR para los ejercicios indicados.

Información operativa	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al período 1 enero al 30 de septiembre de	
	2014	2015	2016	2016	2017
Capacidad instalada total (MW) (1)	710	770	770	770	1070
Factor de disponibilidad	94%	95%	92%	94%	96%
Generación (GWh)	2.895,60	3.113,30	2.892,20	2.110,00	1.627,20
EBITDA Ajustado(USD miles) (2)	61.017	63.925	70.268	52.535	63.617
EBITDA Resolución SE 220/07	37.606	41.288	52.531	39.084	49.399
EBITDA Resolución SE 21/16	-	-	-	-	1.833
EBITDA Energía Plus	9.850	11.945	9.519	6.952	5.906
EBITDA Energía Base	12.199	10.250	8.288	6.555	6.216

(1) No incluye la capacidad de generación de 120 MW de la planta generadora Solalban, de la cual poseemos un 42%.

(2) El EBITDA Ajustado según el marco regulatorio no incluye ciertos montos que nuestra administración no distribuye en función de marcos regulatorios, como (a) los dividendos abonados por Solalban a Albanesi, que ascendieron a USD 1.243.443 y USD 644.554 por los ejercicios 2014 y 2015, respectivamente (en el ejercicio 2016 Solalban no distribuyó dividendos a Albanesi) y USD 373.710 por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y (b) otros rubros (que incluyen los gastos fijos de Albanesi, resultados/gastos y reclasificación

de cuentas por consolidación entre las Compañías), que fueron USD 119.557, USD (202.554) y USD (70.000) en los ejercicios 2014, 2015 y 2016, respectivamente, y USD (333.310) por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 (por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 no hubo otros conceptos).

INFORMACIÓN CONTABLE DE GEMSA

Para consultar la información contable de GEMSA, véase la sección “*Información Contable de GEMSA*” del Prospecto.

INFORMACION CONTABLE DE GENERACIÓN FRÍAS (Sociedad Absorbida por GEMSA)

Para consultar la información contable de Generación Frías S.A., véase la sección “*Información Contable de Generación Frías (Sociedad Absorbida por GEMSA)*” del Prospecto.

INFORMACION CONTABLE DE CTR

Para consultar la información contable de CTR, véase la sección “*Información Contable de CTR*” del Prospecto.

FACTORES DE RIESGO

Para consultar factores de riesgo, véase la sección “*Factores de Riesgo*” del Prospecto.

DESTINO DE LOS FONDOS

Estimamos que 90% y el 10% del producido serán recibidos por GEMSA y CTR respectivamente. Tenemos la intención de utilizar el producido neto de la colocación de las Obligaciones Negociables Adicionales, de conformidad con los requisitos del art. 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras regulaciones vigentes de Argentina a: (a) la cancelación de pasivos según el detalle que se incluye a continuación: (i) GEMSA - Contrato de Préstamo – BAF Latam por un monto de USD 20 millones; (ii) GEMSA - Contrato de Préstamo – ICBC por un monto de hasta USD 40 millones; y (iii) GEMSA - Contrato de Préstamo – Cargill por un monto de hasta USD 26 millones; (b) la financiación de inversiones en activos fijos relativos a la ampliación de nuestra capacidad de generación eléctrica en la Argentina; y (c) a capital de trabajo, incluyendo entre otros, el pago de proveedores de las Co-Emisoras o usos societarios generales.

Para conocer el detalle de los términos y condiciones de los pasivos a ser cancelados, ver “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de las Co-Emisoras—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento*”.

El destino y la asignación de los fondos netos obtenidos resultan influenciados por diversos factores ajenos a nuestro control, incluidos las condiciones del mercado, y está basado en nuestros análisis, estimaciones y opiniones actuales sobre tendencias y hechos futuros. Cualquier cambio de estos u otros factores puede hacer necesario que revisemos, a discreción, nuestros propósitos para el destino de los fondos netos obtenidos con la emisión.

CALIFICACIONES DE RIESGO

FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO ha asignado a las Obligaciones Negociables Adicionales la calificación “**A (Arg)**”.

FixScr, con domicilio en Sarmiento 663, Piso 7, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ha asignado la calificación “**A (Arg)**” que, de acuerdo a la escala de calificación de dicha calificadora, implica una sólida calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país. Sin embargo, cambios en las circunstancias o condiciones económicas pueden afectar la capacidad de repago en tiempo y forma en un grado mayor que para aquellas obligaciones financieras calificadas con categorías superiores.

Los signos “+” o “-” podrán ser añadidos a una calificación nacional para mostrar una mayor o menor importancia relativa dentro de la correspondiente categoría, y no alteran la definición de la categoría a la cual se los añade. Las calificaciones nacionales no son comparables entre distintos países, por lo cual se identifican agregando un sufijo para el país al que se refieren. En el caso de Argentina se agrega “(arg)”.

Las mencionadas calificaciones podrán ser modificadas, suspendidas o revocadas en cualquier momento y no representan en ningún caso una recomendación para comprar, mantener o vender las Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras han solicitado y se encuentran en proceso de obtener dos calificaciones internacionales de las Obligaciones Negociables Adicionales por parte de Moody's Investors Service y Fitch Ratings Inc. (las "Calificadoras Internacionales").

Las Calificadoras Internacionales no son agentes de calificación conforme a las Normas de la CNV y tampoco se encuentran registradas como tales ante la CNV. Los informes de las Calificadoras Internacionales en relación con las Obligaciones Negociables Adicionales serán publicados y dados a conocer al público inversor oportunamente mediante su publicación como "Hecho Relevante" en la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem "Información Financiera" (la "AIF"), en la página web del MAE, en el BYMA a través del Boletín Diario de la BCBA y en la página web del Grupo Albanesi (www.albanesi.com.ar).

CAPITALIZACIÓN

Para consultar la información sobre nuestra tenencia de efectivo y equivalentes de efectivo, véase la sección "*Capitalización*" del Prospecto.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Tipos de cambio

Desde el año 1991 hasta fines de 2001, la Ley N° 23.928 (la "Ley de Convertibilidad") estableció un régimen bajo el cual el BCRA estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un Peso por cada dólar y teniendo que mantener una reserva en divisas, oro y otros instrumentos por un monto total como mínimo equivalente a la base monetaria, que consiste en moneda en circulación y depósitos en Pesos argentinos del sector financiero con el BCRA

El 6 de enero de 2002, el Congreso argentino dictó la Ley de Emergencia Pública, que finalizó formalmente el régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando más de diez años de paridad Peso-dólar estadounidense y eliminando el requisito de reservas del BCRA antes mencionado.

La Ley de Emergencia Pública, cuya vigencia ha sido prorrogada anualmente y continúa vigente hasta el 31 de diciembre de 2017 conforme lo dispuesto por el art. 1 de la ley 27.200, otorgó al gobierno argentino la capacidad de fijar el tipo de cambio entre el Peso y las monedas extranjeras y de emitir normas vinculadas al mercado cambiario. Luego de un breve período durante el cual el gobierno argentino estableció un sistema de tipo de cambio dual temporario de acuerdo con la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido la libre flotación del Peso contra las demás monedas.

Sin embargo, el BCRA ha tenido la capacidad de intervenir en el mercado cambiario por medio de la compra y venta de divisas por cuenta propia, una práctica en la cual participa en forma regular. En los años recientes y particularmente desde 2011, el gobierno argentino habrá aumentado los controles sobre los tipos de cambio y la transferencia de fondos hasta fines de 2015 desde y hacia Argentina, conforme se describe a continuación en "*—Controles cambiarios*".

Con el endurecimiento de los controles cambiarios que comenzaron a fines de 2011, en particular con la introducción de medidas que provocaron un acceso limitado a la moneda extranjera por parte de las empresas privadas y particulares (requiriendo por ejemplo una autorización de las autoridades tributarias para acceder al mercado cambiario de divisas), el tipo de cambio implícito, dado por la diferencia entre el tipo de cambio reflejado en las cotizaciones de títulos argentinos que se negocian en mercados extranjeros, en comparación al tipo de cambio oficial, aumentó significativamente. Ciertas restricciones cambiarias fueron levantadas en diciembre de 2015, y en consecuencia, la diferencia sustancial entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de las operaciones con títulos argentinos en el extranjero, ha disminuido significativamente. Asimismo, en diciembre de 2015 y como consecuencia de las medidas adoptadas, se restableció la posibilidad para los residentes argentinos de comprar y transferir al exterior de la República Argentina dólares estadounidenses (y/u otras divisas) por hasta un monto de USD 2.000.000 sin la previa autorización del BCRA. En mayo de 2016 el límite de USD 2.000.000 se incrementó a un monto de hasta USD 5.000.000 (y/o su equivalente en otras divisas). El 9 de agosto de 2016 el BCRA emitió la Comunicación "A" 6037, que modificó de manera sustancial los reglamentos cambiarios aplicables y eliminó el conjunto de restricciones para acceder al MULC. Como resultado de la eliminación del monto límite para la compra de moneda extranjera sin asignación específica y sin la

necesidad de autorización previa, la brecha considerable entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivada de las operaciones con obligaciones negociables ha disminuido sustancialmente.

Luego de varios años de variaciones relativamente moderadas en el tipo de cambio nominal, en 2012 el peso se depreció 14,3% con respecto al dólar estadounidense. Esta situación continuó en 2013 con una depreciación del 32,6%, 31,1% en 2014, incluyendo una pérdida del 22,8% en el mes de enero y en 2015, con una depreciación del 52,5%, principalmente luego del levantamiento de las restricciones cambiarias del mes de diciembre. En 2016, el peso se depreció en un 21,86% en relación con el dólar estadounidense. Durante el 2017, el tipo de cambio sufrió variaciones moderadas en el rango del 8,92%. No podemos asegurar que el peso no se depreciará o se apreciará nuevamente en el futuro.

El Peso ha continuado fluctuando significativamente y el BCRA ha intervenido en varias ocasiones vendiendo o comprando Dólares en un intento por manejar las fluctuaciones de cambio.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio anuales más altos, bajos y promedio y al cierre del período para el dólar en cada uno de los períodos indicados, expresados en pesos por cada dólar estadounidense y no Ajustados por inflación. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el peso.

Año	Tipos de Cambio (1)			
	Más Alto	Más Bajo	Promedio (2)	Cierre del Período
2001	1	1	1	1
2002	3,9	1,55	3,23	3,36
2003	3,33	2,76	2,94	2,93
2004	3,06	2,80	2,94	2,97
2005	3,04	2,85	2,92	3,03
2006	3,10	3,03	3,07	3,06
2007	3,18	3,058	3,11	3,14
2008	3,46	3,01	3,16	3,45
2009	3,85	3,44	3,73	3,8
2010	3,98	3,79	3,91	3,97
2011	4,31	3,97	4,12	4,30
2012	4,91	4,30	4,54	4,91
2013	6,49	4,91	5,472	6,49
2014	8,56	6,54	6,16	8,56
2015	13,40	8,56	9,25	13,04
2016	16,03	13,20	14,79	15,89
Enero 2017	16,08	15,81	15,91	15,90
Febrero 2017	15,80	15,36	15,59	15,48
Marzo 2017	15,65	15,39	15,52	15,39
Abril 2017	15,49	15,19	15,36	15,40
Mayo 2017	16,19	15,29	15,72	16,10
Junio 2017	16,63	15,88	16,12	16,63
Julio 2017	17,79	16,80	17,19	17,64
Agosto 2017	17,72	17,07	17,42	17,31
Septiembre 2017	17,58	16,98	17,24	17,31
Octubre 2017	17,70	17,34	17,46	17,66

Noviembre 2017 (3)	17,65	17,42	17,52	17,42
-----------------------	-------	-------	-------	-------

(1) Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central.

(2) En base a promedios diarios.

(3) Al 23 de noviembre de 2017.

Controles cambiarios

A continuación se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a modificaciones posteriores de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a la fecha del presente Prospecto. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de dichas reglamentaciones que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Todas las referencias a “Comunicaciones” son efectuadas a Comunicaciones del BCRA.

Introducción

En enero de 2002, con el dictado de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, Argentina se declaró en un estado de emergencia pública en términos de condiciones sociales, económicas, administrativas, financieras y cambiarias y confirió al poder ejecutivo la facultad de establecer un sistema para determinar el tipo de cambio entre el Peso y las monedas extranjeras y para dictar normas cambiarias. En febrero de 2002, el poder ejecutivo argentino aprobó el Decreto 260/2002 que estableció (i) el MULC en el cual debían liquidarse todas las operaciones cambiarias y (ii) que las operaciones cambiarias debían ser consumadas a un tipo de cambio libremente acordado, sujeto a los requisitos y las normas impuestas por el BCRA.

En junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005, el poder ejecutivo estableció que (a) todo ingreso de fondos al MULC originado en el endeudamiento con el exterior de personas físicas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el MULC destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberían cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podían ser transferidos fuera del MULC al vencimiento de un plazo de 365 días corridos contados desde la fecha de toma de razón del ingreso de los mismos; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados debía acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente durante un plazo de 365 días corridos según lo dispuesto en las regulaciones; y (iv) dicho depósito debía ser constituido en dólares y depositado en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía o colateral de operaciones de crédito de ningún tipo.

En diciembre de 2015, el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas introdujo modificaciones sustanciales en materia de normativa cambiaria, a través de la resolución N° 3/2015 y de la Comunicación “A” 5850 del BCRA (y conforme las mismas han sido complementadas y/o modificadas), relativas al régimen aplicable a los ingresos y egresos de divisas en el mercado de cambios. Estas normativas modifican el régimen aplicable a los ingresos de divisas en el mercado de cambios con respecto a los efectos del anterior Decreto N° 616/2005. Entre otras cuestiones, la Resolución N° 3/2015 reduce a 0% el depósito nominativo no transferible y no remunerado (“encaje”) (antes fijado en un 30%) y reduce el plazo mínimo de permanencia de 365 a 120 días corridos contados a partir del ingreso de los fondos al país. Lo descripto se aplica a los ingresos de fondos por endeudamientos financieros con el exterior de personas humanas y jurídicas residentes en el país

pertenecientes al sector privado, y para los ingresos de fondos de no residentes destinados a tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros del sector privado, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios.

Mediante Resolución 01/2017 del Ministerio de Hacienda, se redujo el plazo mínimo de permanencia a 0 días, eliminando en la práctica la necesidad de mantener fondos por cualquier plazo determinado para acceder al MULC.

Por su parte, la Comunicación "A" 6244 del mismo organismo, incorporó modificaciones sustanciales al régimen cambiario vigente en el país.

A continuación se establece una descripción de los aspectos principales de las normas del BCRA vigentes en la República Argentina:

Comunicación "A" 6244 del BCRA

De conformidad con la Comunicación "A" 6244, con efecto a partir del 1 de julio de 2017 quedan sin efecto, entre otras, todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/05. Esta norma establece además:

- (a) Principio de libertad cambiaria. De acuerdo con el punto 1.1 de la Comunicación mencionada "Todas las personas humanas o jurídicas, patrimonios y otras universalidades podrán operar libremente en el mercado de cambios."
- (b) Se mantiene la obligación de cursar toda operación de cambio a través de una entidad autorizada (punto 1.2).
- (c) Se eliminan las restricciones de horarios para operar en el Mercado Único y Libre de Cambios.
- (d) Se mantiene la obligación de las personas humanas y jurídicas residentes de cumplir con el "Relevamiento de emisiones de títulos de deuda y pasivos externos del sector financiero y privado no financiero" (Comunicación "A" 3602 y complementarias) y el "Relevamiento de inversiones directas" (Comunicación "A" 4237 y complementarias, aun cuando no se hubiera producido un ingreso de fondos al mercado de cambios y/o no se prevea acceder en el futuro al mismo por las operaciones que corresponde declarar.

Comunicación "A" 6261 y Comunicación "A" 6263

La Resolución 6261, conforme fuera modificada por la Comunicación "A" 6311, emitida el 30 de agosto del 2017, modifica el régimen informativo de operaciones de cambio para adecuarlo a las disposiciones difundidas por la Comunicación "A" 6244. En ese sentido, los cambios más importantes son:

- El plazo para la presentación de la información del Apartado A "Operaciones de Cambio" operará a los 7 días corridos de la fecha a la que correspondan los datos
- Se elimina la mención al límite para la operatoria con DNI, LC o LE, quedando referenciada la identificación de las personas intervinientes en las operaciones de cambio a lo oportunamente dispuesto por la mencionada normativa de fondo;
- Se reemplaza la referencia sobre el número de boleto por el número de registro de la operación;
- Se deja sin efecto el acápite sobre ajustes a límites de la Posición General de Cambios;
- Se crea el código de concepto N01: "Concepto no informado por el cliente";

Por otro lado, la Comunicación "A" 6263, la cual deroga las Comunicaciones "A" 6168, 6065, 5658 y 5579, modifica las instrucciones de presentación del régimen informativo de operaciones de cambios para adecuarlas a los cambios introducidos por la Comunicación "A" 6261. Se adecuan aspectos formales pero se mantiene el

esquema informativo anterior. Se elimina el campo del código de declaración jurada anticipada y se adaptan los errores de validación a los cambios introducidos en la tabla de códigos de concepto.

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 N° 616/2005, de la Resolución MEP N° 365/2005, de la Ley Penal Cambiaria y la Resolución N° 1/2017 del Ministerio de Hacienda, Comunicación “A” 6244, Comunicación “A” 6261, Comunicación “A” 6263, del BCRA, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Hacienda (<http://www.economia.gov.ar> – www.infoleg.gov.ar) o del Banco Central (www.bcra.gov.ar).

INFORMACIÓN CONTABLE SELECCIONADA

Para mayor detalle sobre la información contable combinada seleccionada de Albanesi y sus subsidiarias y CTR, la información contable consolidada de Albanesi y sus subsidiarias, la información contable de GEMSA, la información contable de Generación Frías y la información contable de CTR véase “*Información Contable Seleccionada*” del Prospecto.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LAS CO-EMISORAS

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros Combinados incluidos en el presente Prospecto y debería leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

Generalidades

Somos uno de los grupos líderes en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina en base al volumen de MW de capacidad instalada de generación de energía a la fecha del presente Prospecto, según datos de CAMESA. Operamos nueve centrales termoeléctricas ubicadas en distintas provincias de Argentina, ocho de las cuales son de nuestra propiedad (incluyendo la central que pertenece a Solalban, empresa de la cual somos titulares de una participación del 42%). Estas centrales eléctricas tienen una capacidad instalada de generación de energía eléctrica total de 1.190 MW. Todas las centrales eléctricas que operamos tienen la flexibilidad de operar con dos tipos de combustibles y pueden utilizar tanto gas natural como gasoil (o, en el caso de una central, fueloil) y todas se encuentran en pleno funcionamiento.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operamos, incluyendo aquellas que iniciaron operaciones recientemente:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad septiembre 2017 ⁽⁶⁾	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica M. Maranzana	350	97,4%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Independencia	170	98,7%	Resolución SE 220/2007/ Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Ezeiza	100	N/A ⁽⁷⁾	Resolución SEE 21/2016 Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Riojana	90	95,7%	Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica La Banda ⁽⁴⁾	30	100,0%	Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Frías ⁽⁵⁾	60	92,1%	Resolución SE 220/2007
CTR ⁽¹⁾	Central Térmica Roca	130	96,3%	Resolución SE 220/2007 ⁽⁸⁾
GROSA ⁽²⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	91,8%	Energía Base
Solalban ⁽³⁾	Solalban Energía	120	69,2%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁹⁾
Total		1.190 MW		

- (1) Co-emisora de las Obligaciones Negociables.
- (2) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable a su discreción por un plazo adicional de siete años) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A inició el procedimiento judicial de reorganización en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “Actividad comercial—Nuestras plantas generadoras—Central Térmica Generación Rosario.”
- (3) Somos propietarios de un 42% de Solalban.
- (4) El terreno donde se ubica la planta no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras plantas generadoras—Central Térmica La Banda.”
- (5) Generación Frías se fusionó con GEMSA teniendo como fecha efectiva de fusión al 1 de enero de 2017.
- (6) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta 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).
- (7) Obtuvo la Habilitación Comercial el 29 de Septiembre de 2017.
- (8) Las ventas procedentes de los 60 MW de capacidad adicional de generación en nuestra planta generadora Central Térmica Roca (la cual esperamos que esté en pleno funcionamiento en el primer semestre de 2018) se realizarán en el marco del régimen de la Resolución SE 220/2007 de conformidad con un CCEE que hemos celebrado con CAMMESA.
- (9) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A. fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “Actividad Comercial—Nuestras plantas generadoras—Solalban Energía”.

Presentación de la Situación Patrimonial

El siguiente análisis se basa en nuestros estados financieros combinados incluidos en el presente Prospecto, los cuales han sido confeccionados en pesos argentinos de conformidad con las NIIF. En el presente Prospecto presentamos los estados financieros combinados de Albanesi y sus subsidiarias y CTR dado que representan la información financiera combinada de la sociedades del grupo que no consolidan, por estar el Garante y CTR bajo control común, con el propósito de presentar un único estado financiero independientemente de su estructura corporativa. Para información separada sobre la situación patrimonial de las Co-Emisoras y del Garante y sus subsidiarias, ver “Información Contable Seleccionada”. En el presente Prospecto presentamos nuestra información financiera intermedia combinada no auditada al 30 de septiembre de 2017 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016 y nuestra información financiera auditada combinada al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2016 y nuestra información financiera auditada combinada al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014.

La fluctuación de la moneda y la inflación en Argentina han tenido –y continuarán teniendo- un fuerte impacto en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. Ver “—Fluctuaciones del Tipo de Cambio”. De acuerdo con nuestras NIIF, todas las operaciones en monedas que no sean el Peso argentino se convirtieron a Pesos argentinos en nuestros estados financieros combinados al tipo de cambio vigente en la fecha de operación o valuación cuando se estimaron los conceptos. Las pérdidas y ganancias por diferencias de cambio generadas por la concreción de estas operaciones o valuaciones al cierre de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se contabilizan en nuestro estado de resultados combinado como ingresos financieros o pérdidas financieras, según corresponda. Ver la nota 30 a nuestros estados financieros anuales combinados auditados. Ver también “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 la sección “Tipos de Cambio”.

De acuerdo con las NIIF, nuestros estados financieros combinados no fueron objeto de ningún ajuste por inflación. La inflación podría, por consiguiente, afectar la comparabilidad entre los diferentes ejercicios presentados en este Prospecto. Ver la nota 4 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios. Ver también “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”.

Factores clave que afectan nuestro negocio y los resultados de las operaciones

Nuestros Ingresos y Costos

Actualmente nuestros ingresos combinados y nuestro EBITDA Ajustado surgen principalmente de la venta de nuestra capacidad de generación de energía y/o de electricidad en virtud de los siguientes marcos regulatorios:

- (i) *Resolución SE 220/2007.* En el marco de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo

(comúnmente con plazos de diez años) expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de tres elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. No cobramos por capacidad durante las tareas programadas de mantenimiento. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad; (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores); y (c) el costo del combustible, el cual se traslada a CAMMESA (contabilizamos tanto las ventas como los costos del combustible utilizado en relación con nuestras ventas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.

- (ii) *Resolución SEE 21/2016.* En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en virtud de CCEE de 10 años expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de tres elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% o más de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad; (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores); y (c) el costo del combustible, el cual se traslada a CAMMESA (contabilizamos tanto las ventas como los costos del combustible utilizado en relación con nuestras ventas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SEE 21/2016). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.
- (iii) *Energía Plus:* Vendemos electricidad a tomadores privados en virtud de CCEE con plazos de entre uno y dos años, expresados en dólares estadounidenses. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. Los CCEE no contemplan un compromiso de compra garantizada (*take or pay*) y, por consiguiente, si bien los precios acordados son relativamente más altos que los precios de despacho establecidos en la Resolución SE 220/2007 y Energía Base, ello representa para nosotros un EBITDA Ajustado menos estable en relación con nuestras ventas concretadas en virtud de los marcos regulatorios dispuestos en la Resolución SE 220/2007 y el programa Energía Base. No obstante, en general, podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores a partir del consumo histórico, lo cual nos ayuda a redactar nuestros contratos teniendo en cuenta dichos datos.
- (iv) *Energía Base:* En virtud del marco regulatorio del programa Energía Base, para la capacidad instalada antes del 17 de marzo de 2006, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (*take or pay*). Hasta febrero de 2017 era en Pesos argentinos (sin celebrar ningún contrato de compraventa de energía) pero de dicha fecha hacia adelante en virtud de la Resolución SEE 19/2017 la misma es en dólares americanos. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en este marco regulatorio se compone de dos elementos principales: (a) un precio por capacidad que, desde el año 2013 y hasta febrero de 2017, se ajustaba todos los años por inflación y en base al objetivo del gobierno argentino de incrementar en forma gradual las tarifas de energía que se congelaron en respuesta a la crisis que atravesó el

país en los años 2001 y 2002. En esta línea, el nuevo gobierno dispuso un ajuste tarifario en marzo de 2016 que representaba aproximadamente un aumento del 70% en relación con el año 2015. Como fue comentado, en febrero de 2017 se definió un nuevo esquema de remuneración que esencialmente dolarizó los pagos e incrementó la remuneración por potencia; y (b) también desde febrero de 2017, se dolarizó y actualizó el precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos administrativos y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado. Nuestra compensación en virtud del marco regulatorio del programa Energía Base no incluye el costo de los combustibles ya que es CAMMESA quien suministra el combustible utilizado. Como consecuencia de ello, en este marco regulatorio, a diferencia del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007, no contabilizamos ventas o costos por el uso de combustibles.

Para más información acerca de estos marcos regulatorios, ver “Actividad Comercial de las Co-Emisoras—Nuestros clientes” y “La industria eléctrica en Argentina y su Regulación—Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”.

Nuestros costos por ventas se relacionan principalmente con los siguientes conceptos: (i) el costo del combustible necesario para operar nuestras centrales eléctricas (en el caso del marco regulatorio del programa Energía Plus y de ciertos contratos bajo el marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007); (ii) el costo de adquisición de energía eléctrica (principalmente en el marco regulatorio del programa Energía Plus y la compra de capacidad de generación de respaldo); (iii) la depreciación de los activos fijos; (iv) los costos de mantenimiento; (v) salarios y cargas sociales; y (vi) los costos de seguro. Ver la nota 26 a nuestros estados financieros anuales combinados auditados.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, el 75%, el 14% y el 12% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007 y los programas Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, el 78 %, el 3%, el 9% y el 10% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007, SEE 21/2016 y los programas Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para el futuro esperamos incrementar el porcentaje de ingresos combinados y EBITDA Ajustado generado por ventas a CAMMESA en virtud los contratos en cartera de los proyectos que recientemente arrancaron a operar y los están en construcción, así como también los recientemente adjudicados (i) bajo el marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 y (ii) bajo el marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 287/2017 con respecto a los nuevos CCEE recientemente adjudicados, relacionados con la expansión de nuestra capacidad. Para conocer mayor información acerca de estos marcos regulatorios, ver “LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN— Normas con Influencia en Generadores Eléctricos” — Regulaciones que afectan a los Generadores Eléctricos”. Tales marcos regulatorios implican la celebración de contratos de compraventa de energía a largo plazo con CAMMESA, denominados en dólares estadounidenses, en virtud de los cuales venderemos nuestra disponibilidad de capacidad de generación de energía en el marco de un régimen de compra garantizada (take or pay) además de la energía eléctrica despachada. No podemos garantizar, sin embargo, que los cambios regulatorios y en las políticas implementadas en Argentina no afectarán nuestro negocio ni los resultados de las operaciones en el futuro. Para una descripción de los riesgos regulatorios en Argentina, ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina” y para una descripción de los riesgos asociados al sector eléctrico argentino, ver “Factores de Riesgo Riesgos relacionados con el sector energético argentino”.

Nuestra capacidad para generar energía eléctrica depende de la disponibilidad de gas natural y, en mucha menor medida, de fueloil. De acuerdo con determinados CCEE celebrados dentro del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación de energía eléctrica y no podemos trasladar el costo del combustible a nuestros clientes. El suministro o el precio del gas natural que se utiliza en las centrales eléctricas que operamos se ha visto afectado en varias oportunidades –y seguirá viéndose afectado- por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar un mayor volumen de gas natural a precios más altos que el precio aplicable a la oferta interna como resultado de la baja producción interna y la redistribución de gas dispuesta por la SEE, dada la actual escasez de oferta y la continua caída de las reservas. Comúnmente, los precios más altos del gas perjudican nuestro margen bruto en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus. Durante el

transcurso de los años 2016 y 2017, con los alcances explicados anteriormente el Ministerio de Energía y Minería, se han incrementado significativamente los precios del gas natural en el mercado regulado, particularmente en los mercados de consumo residencial y generación de energía, donde los precios varían en función del tipo de usuario final y de la ubicación del consumo.

Condiciones económicas argentinas

Debido al hecho de que nuestros activos, operaciones y clientes se encuentran en Argentina, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial se ven afectados en gran parte por las condiciones políticas y macroeconómicas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido un fuerte impacto en nuestros negocios y se espera que estos efectos continúen en el futuro. El nuevo gobierno ha empezado a implementar reformas que –creemos- mejorarán las bases a largo plazo del sector energético, impulsando una mayor orientación del sector al mercado además de una mayor sustentabilidad. Asimismo, el nuevo gobierno también tomó medidas para empezar a corregir desequilibrios macroeconómicos y recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales, como lo fue el recorte de ciertos subsidios otorgados por el gobierno que afectan los servicios públicos y el acuerdo con los acreedores que no entraron en el canje de deuda, conocidos como “holdouts”, de abril de 2016. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”.

La siguiente tabla presenta indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos señalados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2014	2015	2016
PBI Real (% cambio).....	0,5	2,1	(2,3)
Índice de Precios al Consumidor (% cambio)	23,9	11,9	40,3
Tipo de cambio nominal (en \$/USD al 31 de diciembre) ⁽¹⁾ ...	8,55	13,04	15,89
Balanza Comercial (en millones de USD).....	6.653	2.969	2.128
Saldo fiscal primario (sin intereses) (como % del PBI).....	(0,9)	(5,4)	(4,6)
Deuda Pública (% del PBI al 31 de diciembre)	43,0	26,0(1)	51,27
Tasa de desempleo al cierre del período (% cambio)	6,9	5,9(1)	7,6

(1) Tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (*divisas*) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Ver “Factores de Riesgo—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”.

Oferta y demanda de electricidad en Argentina

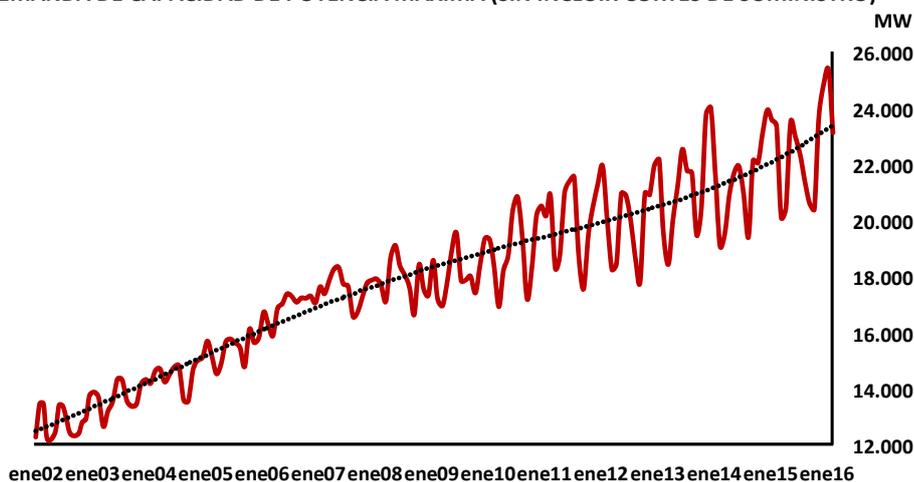
Si bien gran parte de nuestros ingresos combinados y de nuestro EBITDA Ajustado surge de pagos fijos por capacidad en virtud de los CCEE a largo plazo que celebramos con CAMMESA en virtud de la Resolución SE 220/2007 y SEE 21/2016, los cuales no varían en función de cambios en la demanda de energía eléctrica, los resultados de nuestras operaciones se han visto –y seguirán viéndose- afectados por los cambios en la oferta y demanda de electricidad en Argentina, en tanto la oferta y la demanda de electricidad tienen un impacto en la energía despachada, en los costos del combustible y, en última instancia, en los precios de la electricidad, así como en el crecimiento del sector energético en el mediano y en el largo plazo.

La demanda de electricidad depende en gran parte de las condiciones políticas y económicas oportunamente vigentes en Argentina además de factores estacionales. En líneas generales, la demanda de electricidad varía en función de la tasa de crecimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas suelen consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar las correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Es por ello que la demanda de energía se ve afectada por las medidas adoptadas por el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas relativas a inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas. Después de la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina registró un crecimiento constante todos los años, impulsado por una recuperación de la economía y el congelamiento de las tarifas. Las políticas y regulaciones del gobierno argentino en respuesta a la crisis se tradujeron en distorsiones significativas en el mercado, especialmente en términos de precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Estas distorsiones generaron una fuerte brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina, especialmente desde el año 2012, lo cual, a su vez, llevó a cortes voluntarios y forzosos en el suministro de electricidad en épocas de mayor consumo estacional. De acuerdo con CAMMESA, durante el año 2015 se observó un crecimiento en la demanda de electricidad del 4,5% en comparación con 2014,

incrementándose el consumo de 126.421 GWh a 132.100 GWh y, en el año 2016, la demanda creció un 0,7% en comparación con 2015, incrementándose el consumo de 132.100 GWh a 132.970 GWh. Durante el primer trimestre de 2016, la escasez de energía alcanzó un valor aproximado de 3250 MW, de acuerdo con CAMMESA, lo cual se tradujo en grandes importaciones de electricidad, principalmente desde Brasil.

La demanda de electricidad muestra una fuerte tendencia de crecimiento, con una suave disminución de la demanda en períodos de recesión económica:

DEMANDA DE CAPACIDAD DE POTENCIA MÁXIMA (SIN INCLUIR CORTES DE SUMINISTRO)



Fuente: CAMMESA

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minería, el sistema eléctrico argentino necesita 1.000 MW/año de nueva capacidad instalada a fin de reducir la brecha existente entre oferta y demanda. El aumento esperado en la demanda de electricidad afectará directamente nuestra perspectiva y estrategia de crecimiento. Nos encontramos en condiciones para continuar beneficiándonos de las iniciativas del nuevo gobierno de reformar el sector eléctrico, acotar la brecha entre oferta y demanda, y ampliar la capacidad de generación de energía.

Asimismo, creemos que los recientes aumentos en el precio de la electricidad en el marco del programa Energía Base posiblemente no impacten en la demanda de electricidad ya que la demanda de electricidad es relativamente resistente a los cambios de precios además de que se está observando una recuperación de precios que se encontraban en niveles muy bajos. Debido a la brecha existente entre oferta y demanda también creemos que el crecimiento esperado de la capacidad en Argentina encontrará suficiente demanda para satisfacer.

El 23 de marzo de 2016, la SEE dictó la Resolución SEE 21/2016 mediante la cual se hizo un llamado a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación, brindando incentivos al ofrecerles a los generadores tasas denominadas en dólares estadounidenses atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación disponible que se encuentre lista para satisfacer la demanda de electricidad durante el verano (diciembre a marzo) de 2016/2017, el invierno (junio a septiembre) de 2017 y el verano de 2017/2018. La SEE recibió propuestas de empresas generadoras por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad y adjudicó un total de 1.915 MW (con una posterior ampliación de 956 MW), de los cuales 229,5 MW nos fueron adjudicados.

También se reincorporó a la agenda de Argentina la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Con el objetivo de mejorar la sostenibilidad del sistema a largo plazo e incrementar la oferta de energía posteriores licitaciones de energías renovables aportarán potencia nominal de aproximadamente 2.423 MW en los próximos dos (2) años.

También durante 2016, bajo la Resolución SEE 420/2016, la SEE hizo un llamado para la presentación de potenciales ofertas de nueva capacidad donde se recibieron manifestaciones de interés por 34.839 MW. Complementando esta última resolución, ya en 2017, en el marco de la Resolución SEE 287/2017 el Gobierno convocó a una nueva licitación de proyectos térmicos para cerrar ciclos abiertos existentes y para nuevos proyectos de cogeneración, enfocándose en mejorar la eficiencia del sistema. También en este caso las tarifas son en dólares,

aunque los contratos con CAMMESA se extienden a 15 años de plazo. En este marco se recibieron ofertas por 4.597 MW y fueron adjudicadas 1.810 MW.

El 2 de febrero de 2017 se publicó la Resolución SEE 19/2017 de la SEE por la cual se definió un nuevo esquema de remuneración por costos variables y potencia disponible en el marco de Energía Base. La resolución entró en vigencia desde las transacciones económicas de febrero 2017 y alcanza a los agentes comprometidos establecidos en la Resolución SEE 22/2016. La metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en dólares.

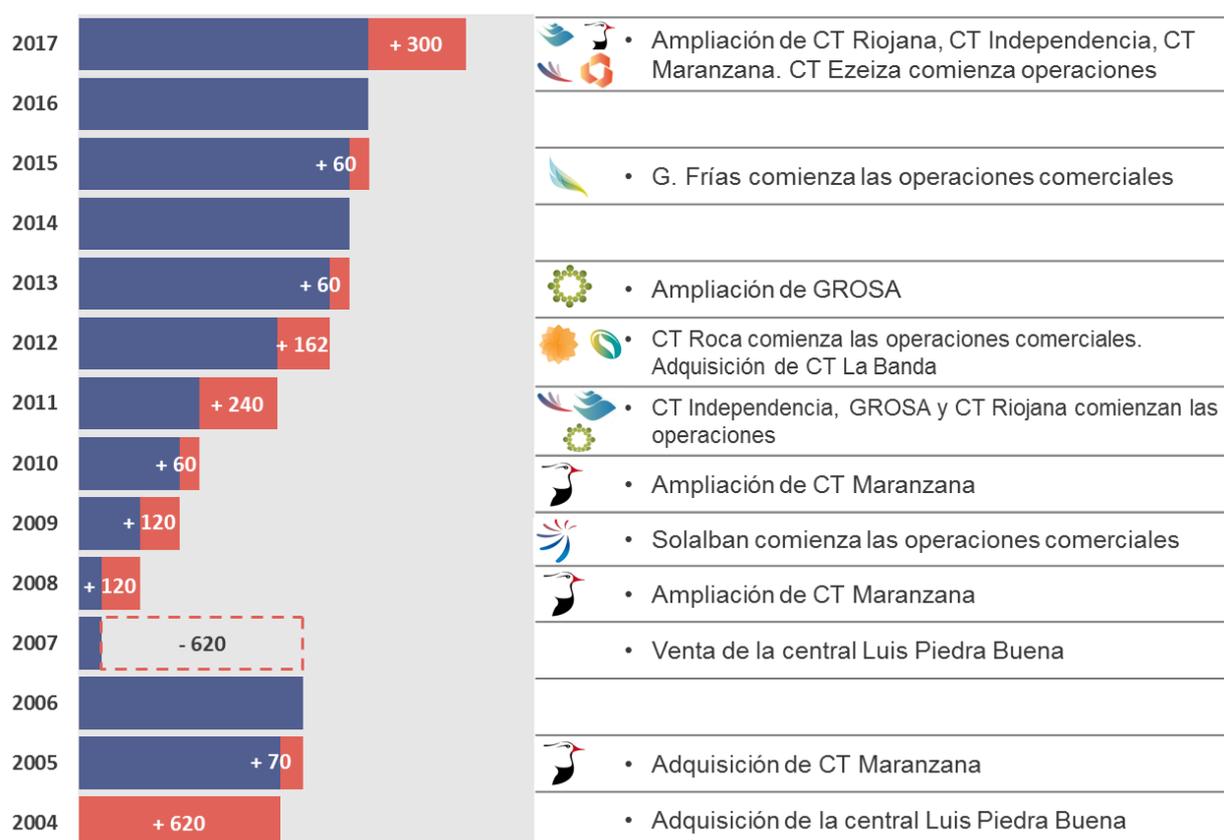
La resolución incrementa la remuneración por potencia e implementa una declaración de disponibilidad de potencia. La remuneración se compone por dos aspectos:

- Remuneración por potencia: proporcional a la potencia disponible mensual y al precio fijado en USD/MW-mes que varía de acuerdo a diferentes condiciones.
- Remuneración por energía (costos variables): Remuneración por energía generada y operada en USD/MWh y remuneración adicional incentivo por eficiencia.

Nuestra ampliación de capacidad

A la fecha del presente Prospecto, contamos con una capacidad total instalada de generación de energía de 1190 MW nominales. Desde la adquisición de la Central Térmica M. Maranzana (nuestra central más grande) en 2007 y hasta el año 2017, nuestra capacidad instalada de generación creció a una TCAC del 33%.

El siguiente gráfico muestra la ampliación de nuestra capacidad de generación a lo largo del tiempo.



En 2017, hemos finalizado nuestras expansiones de capacidad de generación en cuatro de nuestras plantas, agregando 300 MW de nueva capacidad de generación plenamente operativa para nuestra cartera que consiste en: (i) 50 MW de capacidad de nueva generación en nuestra planta Central Térmica Riojana que entró en pleno funcionamiento en mayo de 2017 y que está contratada bajo la Resolución SE 220/2007, (ii) 100 MW de capacidad de nueva generación en nuestra Central Térmica M. Maranzana que entró en pleno funcionamiento en

julio de 2017 y que está contratada bajo la Resolución SE 220/2007, (iii) 50 MW de capacidad de nueva generación en nuestra Central Térmica Independencia que entró en funcionamiento en agosto de 2017 y está contratada en bajo la Resolución SEE 21/2016 y (iv) 100 MW de capacidad de nueva generación en Central Térmica Ezeiza que entró en operación en septiembre de 2017 y que está contratada bajo la Resolución SEE 21/2016. Para más información, consulte la sección " Actividad Comercial de las Co-Emisoras–Nuestras Centrales".

A su vez, actualmente continuamos avanzando con la instalación de nueva capacidad de generación en dos de nuestras centrales eléctricas a fin de agregar a 160 MW de nueva capacidad bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2006 para el caso de Central Térmica Roca (cierre de ciclo que agregará 60 MW) y la Resolución SEE 21/2016 para las segundas etapas de Central Térmica Ezeiza (ciclo abierto de 50 MW) y Central Térmica Independencia (ciclo abierto de 50 MW). Tales expansiones estarán operativas durante el primer semestre de 2018, completando el plan de expansiones que arrancó la compañía a fines de 2015.

Asimismo, GEMSA ha sido adjudicado con CCEE adicionales con CAMMESA por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica para una capacidad de generación adicional de 251 MW, en virtud de la Resolución SEE 287/2017. Estos nuevos CCEE implicarán la instalación de 275 MW de capacidad de generación adicional para nuestro cartera, 125 MW de los cuales tenemos la intención de instalar en Central Térmica M. Maranzana y 150 MW en nuestra Central Térmica Ezeiza. El proceso de licitación antes mencionado de conformidad con la Resolución SEE 287/2017 tuvo como objetivo mejorar la eficiencia del sistema argentino de generación de energía a través de la conversión de plantas de ciclo simple en plantas de ciclo combinado, así como proyectos de cogeneración. Esperamos que la construcción de esta nueva capacidad de generación comenzará en el primer trimestre de 2018 y esperamos que entre en pleno funcionamiento para el segundo trimestre de 2020, lo que aumentará la capacidad instalada agregada de nuestra Central Térmica M. Maranzana a 475 MW.

Nuestros ingresos combinados y nuestro EBITDA Ajustado crecen a medida que ampliamos nuestra capacidad de generación. Esperamos que nuestra mayor exposición frente a CAMMESA en virtud de los proyectos que inician operación bajo los marcos regulatorios dispuestos por la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016 durante el bienio 2017-2018, así como la futura expansión de nuestra capacidad de generación en virtud de los nuevos CCEE adjudicados por la Resolución SEE 287/2017 incrementa la participación de contratos de largo plazo y nos permita en consecuencia obtener retornos más estables. Paralelamente, esperamos que la mayor exposición frente a CAMMESA nos permita capitalizar el mejor perfil de dicha entidad en términos operativos y de capacidad crediticia como resultado del cambio de Gobierno y las iniciativas de éste último en el sector energético.

Al celebrar contratos de disponibilidad de potencia para nuestras expansiones, nos ocupamos de ejecutar con los proveedores de la tecnología que adquirimos contratos de mantenimiento de largo plazo con el objetivo de garantizar niveles mínimos de disponibilidad de modo de cumplir con los compromisos asumidos bajo los CCEE con CAMMESA. Esto último nos permite recibir la contraprestación total prevista en dichos contratos. En relación a los contratos de mantenimiento de largo plazo con nuestros proveedores, los mismos contemplan penalidades por fallas técnicas que les fueran atribuibles y que nos impidieran cumplir con nuestros compromisos de disponibilidad de potencia, además de establecer la obligación de los proveedores, en algunos casos, de suministrar unidades de reemplazo para sustituir en forma temporaria nuestras unidades no disponibles que se encuentren en reparación. Asimismo, contratamos también un seguro de pérdida de beneficio que cubre daños por costos de reparación y lucro cesante por falta de disponibilidad de capacidad.

Disponibilidad y despacho

Vendemos nuestra disponibilidad para la generación de capacidad y electricidad a CAMMESA de conformidad con CCEE a largo plazo en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016 y SE 220/2007 y el régimen del programa Energía Base. Asimismo, esperamos vender nuestra disponibilidad para la generación eléctrica y la electricidad provenientes de los proyectos de ampliación descriptos en virtud de CCEE a quince años en el marco de la Resolución SEE 287/2017 sancionada recientemente. También vendemos nuestra electricidad a grandes tomadores privados en el marco de Energía Plus.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 30 de septiembre de 2017.

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida	Plazo	Moneda	Precio de Capacidad Comprometida	Precio de Energía USD/MWh ⁽³⁾	Plazo Contractual Restante	Proveedor de Gas Natural ⁽⁴⁾
-------------------	------------	---------	------------------------------	-------	--------	----------------------------------	--	----------------------------	---

		(o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio				USD / MW por hora		Promedio Ponderado	
Central Térmica M. Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	--	73,30	NA	RGA
	Energía Base	CAMMESA	70	NA	USD	8,2 ⁽²⁾	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil)	NA	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años	USD	22,10	7,83 (gas) / 8,32 (gasoil)	3 años y 6 meses	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	10 años ⁽⁶⁾	CAMMESA
Central Térmica Independencia	Res. 220/ 2007	CAMMESA	100	10 años	USD	23,50	7,52 (gas) / 7,97 (gasoil)	4 años y 8 meses	RGA
	Res. 21/2016	CAMMESA	45	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	10 años ⁽⁶⁾	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	10 años ⁽⁶⁾	CAMMESA
Central Térmica Riojana ⁽⁵⁾	Energía Base	CAMMESA	40	NA	USD	8,2 ⁽²⁾	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil)	NA	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	10 años ⁽⁶⁾	CAMMESA
Central Térmica La Banda ⁽¹⁾	Energía Base	CAMMESA	30	NA	USD	8,2 ⁽²⁾	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil)	NA	CAMMESA
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	116,7	10 años	USD	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)	5 años y 2 meses	RGA
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55,5	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	8 años y 8 meses	CAMMESA
Generación Rosario	Energía Base	CAMMESA	140	NA	USD	8,2 ⁽²⁾	7,00 (gas) / 10,00 (gasoil)	NA	CAMMESA

- (1) El inmueble donde se encuentra ubicada esta central no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica La Banda.”
- (2) De acuerdo a la resolución del 19/2017 el precio de capacidad se aumentó en tres etapas y ahora renuera las 24hs por día (previamente renuera 12hs por día). A partir de noviembre 2017 las cuatro centrales tendrán un precio de capacidad de 9,59.
- (3) Precio por electricidad vendida.
- (4) El gasoil es suministrado por CAMMESA.
- (5) La habilitación comercial por parte de CAMMESA se realizó el 20 de mayo de 2017.
- (6) El plazo restante de los contratos es de diez años a partir de la fecha en que las centrales (o la capacidad ampliada correspondiente al CCEE) se tornan operativas

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación y despacho de electricidad para nuestra capacidad ampliada en construcción al 30 de septiembre de 2017 en virtud a la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016.

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de la Capacidad Comprometida USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽²⁾	Plazo Contractual Restante Promedio Ponderado	Proveedor de Gas Natural ⁽³⁾
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55	10 años	USD	43,72	5,38 (gasoil)	10 años	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46,5	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	10 años	CAMMESA
Central Térmica Independencia #2	Res. 21/2016	CAMMESA	45	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	10 años	CAMMESA

- (1) Precio por electricidad vendida.
- (2) El gasoil es suministrado por CAMMESA.

La siguiente tabla presenta un resumen del marco regulatorio y las principales condiciones para la venta de capacidad de generación y despacho de electricidad de conformidad con los CCEE que nos fueron adjudicados en virtud de la Resolución SEE 287/2017:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de la Capacidad Comprometida USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽¹⁾	Proveedor de Gas Natural
Central Térmica M. Maranzana	Res. 287/2017	CAMMESA	113	15 años	USD	33,5	8,00	RGA
Central Térmica Ezeiza	Res. 287/2017	CAMMESA	138	15 años	USD	33,5	8,00	RGA

(1) Precio de la electricidad vendida.

CAMMESA solicita el despacho de electricidad a las empresas generadoras en función de diferentes criterios, incluida la eficiencia de las centrales eléctricas, la falta de disponibilidad del sistema, la tensión de la red, la disponibilidad de combustible y la ubicación de la demanda, entre otros factores. Para conocer mayor información acerca de nuestra eficiencia frente al promedio de la industria, ver la sección “Actividad Comercial—Competencia”.

Precios de la electricidad

Nuestros ingresos combinados y nuestro EBITDA Ajustado dependen fuertemente de los precios que podemos cobrar por nuestra capacidad de generación y por la electricidad que despachamos. Durante el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2017, en virtud de los CCEE que celebramos en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 21,70 y en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 30,00. Bajo el marco de la Res. SE 220/2007, el precio fijo de capacidad se negoció con CAMMESA al momento de celebrar los contratos y varía en función del monto de la inversión, del tipo y de la eficiencia de la tecnología instalada, y de la disponibilidad de energía comprometida por contrato de acuerdo a las condiciones en las que operará la turbina. Bajo el marco de la Res. SEE 21/2016, el precio fijo de capacidad aquél establecido en la oferta presentada por la compañía en el proceso de licitación llevado a cabo. Al 30 de septiembre de 2017, los contratos de compraventa de energía que celebramos con CAMMESA en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 para las centrales eléctricas que operamos en funcionamiento tenían un plazo restante promedio de aproximadamente 7,2 años, calculado por un promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. También hemos celebrado un contrato de compraventa de energía a diez años para 55 MW de capacidad ampliada de generación en construcción, por lo que el plazo promedio restante de nuestros CCEE de conformidad con la Resolución SE 220/2007 aumentará una vez que dicha capacidad de generación se torne operativa. Al 30 de septiembre de 2017, los contratos de compraventa de energía que celebramos con CAMMESA en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 para las centrales eléctricas operativas tenían un plazo restante promedio de aproximadamente 10 años, calculado por un promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. También hemos celebrado contratos de compraventa de energía a 10 años para 93 MW de capacidad ampliada de generación en construcción, por lo que el plazo promedio restante de nuestros CCEE de conformidad con la Resolución SEE 21/2016 aumentará una vez que dicha capacidad de generación se torne operativa. Durante el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2017, en virtud de los contratos de compraventa que celebramos con tomadores privados en el marco regulatorio del programa Energía Plus, el precio monómico promedio ponderado por MWh era de USD 74,46. Los contratos de compraventa de energía que celebramos en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus comúnmente tienen plazos de entre uno y dos años y se trata de contratos que no contemplan la modalidad “take or pay”. Asimismo, de acuerdo a lo estipulado bajo el marco regulatorio del programa Energía Base y su reciente modificación bajo la Resolución 19/2017, al 30 de septiembre de 2017, el precio promedio ponderado de MW por hora de nuestra disponibilidad de potencia comprometida en virtud de dichos acuerdos es de USD 8,22, aunque la misma tendrá un incremento adicional en noviembre 2017 alcanzando los USD 9,59. El precio por MWh de la electricidad efectivamente despachada se actualizó y dolarizó a USD 7,00 en el caso de utilizar gas y USD 10,00 utilizando gasoil (en cada caso, sin incluir el combustible, el cual suministra CAMMESA).

La siguiente tabla presenta los precios promedio ponderado de nuestra capacidad o energía despachada, según corresponda, para los períodos señalados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de septiembre de
	2014	2015	2016	2017
Resolución SEE 21/2016				
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	N/A	N/A	N/A	30,00
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	N/A	N/A	N/A	8,50
Resolución SE 220/2007				

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de septiembre de
	2014	2015	2016	2017
Precio de capacidad (USD / MW por hora).....	20,44	21,48	21,48	21,70
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	8,80	9,16	9,16	9,16
Energía Plus(3).....	69,24	70,53	72,48	74,46
Energía Base(4) (5) (6)				
Precio de capacidad (USD / MW por hora).....	7,15	7,98	8,66	8,22
Precio de energía USD/MWh(1) (4)	4,48	4,82	4,31	7,00

- (1) Precio por electricidad vendida.
- (2) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural.
- (3) Calculado como el promedio simple de todos los contratos de compraventa de energía en vigencia conforme a este marco regulatorio.
- (4) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural correspondiente a Central Térmica M. Maranzana, Central Térmica La Banda y Central Térmica Riojana y por generación a fuel oil correspondiente a GROSA.
- (5) Los precios de energía base de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2015 y 2016 reenumeraban 12hs por día de la potencia disponible. Con el nuevo precio de Resolución 19/2017 ahora se reenumeran las 24hs. A partir de noviembre 2017 el precio de nuestras centrales bajo el marco Energía Base será de USD 9,59.
- (6) Los precios establecidos en virtud del marco regulatorio Energía Base durante el 2014, 2015 y 2016 estuvieron denominados en Pesos. Los precios de la tabla para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 han sido convertidos de Pesos a dólares estadounidenses una tasa de ARS 14,78 = USD1, 00, que fue el promedio trimestral de la tasa de cambio vendedor diaria para transferencias (divisas) publicada por el Banco de la Nación Argentina para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016. Para la información sobre los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015, los montos en dólares estadounidenses han sido convertidos de Pesos a dólares de la siguiente forma: (a) el monto en Pesos correspondiente a cada trimestre del ejercicio pertinente se convirtió a dólares estadounidenses sobre la base del promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina para dicho trimestre y (b) se sumaron los montos en dólares estadounidenses correspondientes a cada uno de los cuatro trimestres del ejercicio pertinente, lo que dio como resultado el monto en dólares estadounidenses del ejercicio. El promedio trimestral del tipo de cambio vendedor diario para transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina fue de ARS 8,69 = USD 1,00, ARS 8,96 = USD 1,00, ARS 9,25 = USD 1,00 y ARS 10,17 = USD 1,00 para los trimestres finalizados el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2015, respectivamente. Para los precios actuales en Pesos, por favor véase “Regulaciones que afectan a los generadores eléctricos - Energía Plus – Resolución SE 1281/2006”.

Fluctuaciones del tipo de cambio

A partir de febrero de 2017 todas las tasas contempladas en nuestros CCEE se denominan en dólares estadounidenses y se pagan en Pesos argentinos. En virtud del marco regulatorio dispuesto por las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, incluso en los contratos firmados bajo la Resolución SEE 287/2017, las tasas denominadas en dólares estadounidenses se convierten a Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 3500 el día hábil inmediatamente anterior a la correspondiente fecha de vencimiento de la factura en vez de a la fecha efectiva de pago. En caso que CAMMESA realice los pagos en un plazo superior a los 45 días desde la fecha de facturación, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en nuestros resultados en la medida en que exista una devaluación del Peso entre el día 46 desde la fecha y la fecha efectiva de pago.

En el marco del programa Energía Plus, las facturas expresadas en dólares estadounidenses se pagan en Pesos al tipo de cambio al cierre del Banco de la Nación Argentina vigente el día anterior al pago efectivo de las facturas. Los ciclos de facturación y cobro en el marco del programa Energía Plus son significativamente más cortos, lo cual disminuye el impacto negativo generado por fluctuaciones en el tipo de cambio.

En virtud del marco regulatorio de Energía Base, CAMMESA convertirá los valores nominados en dólares estadounidenses a pesos argentinos, utilizando la tasa de cambio publicada por el Banco Central de la República Argentina “Tipo de cambio de referencia comunicación ‘A’ 3500 (mayorista)”, correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde. En caso que la referencia adoptada por la obtención del Tipo de Cambio se modifique sustituya o no se publique en el futuro, se determinará una nueva referencia que deberá ser aprobada por la SEE del Ministerio de Energía y Minería.

Una parte importante de nuestros costos operativos y de nuestra deuda se denomina en dólares estadounidenses, lo cual creemos genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Nuestros resultados operativos se han visto –y continuarán viéndose- afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso en relación con el dólar estadounidense. La depreciación del Peso se traduce en mayores ingresos en Pesos correspondiente a las tasas denominadas en dólares estadounidenses. Sin embargo, tal devaluación tiene un impacto negativo en el resultado neto de nuestros activos financieros denominados en Pesos.

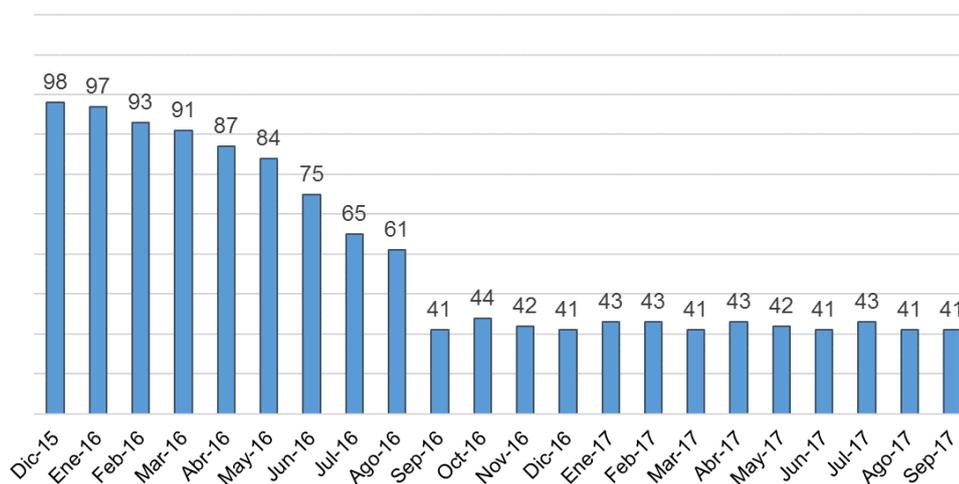
Facturación y cobro

En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA tenemos derecho a recibir pagos dentro de los 90 días desde la fecha de facturación. Adicionalmente, en virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017 y la SE 220/2007. Por su parte, en virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017. En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de los servicios públicos de energía, algunos agentes del MEM incumplieron con sus pagos a CAMMESA, lo cual afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus obligaciones de pago a las empresas generadoras de electricidad, entre las que nos encontramos. Debido a que los pagos de CAMMESA se efectivizan en Pesos, toda demora en su pago genera un riesgo cambiario dado que las facturas se expresan en dólares estadounidenses, conforme se describe en “—Fluctuaciones del tipo de cambio”. Asimismo, tales demoras en el pago pueden traducirse en mayores requerimientos de capital circulante que el que comúnmente necesitaríamos para financiar con fuentes propias.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente emitimos facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Nuestras tasas y facturas se emiten en dólares estadounidenses pero se cancelan en Pesos, siendo el tomador quien suele cubrir cualquier fluctuación en el tipo de cambio que resulte de cualquier mora en el pago.

Con el nuevo gobierno argentino mejoró el perfil de CAMMESA, tanto en términos operativos como de capacidad crediticia. Como se puede observar en la tabla debajo, desde diciembre 2015 a septiembre 2017, se ha registrado una mejora en el ciclo de pagos de CAMMESA a las empresas generadoras, incluidos nosotros.

La siguiente tabla muestra el ciclo de pago de CAMMESA en términos de la cantidad de días que CAMMESA tardó en cancelar los saldos cada mes desde diciembre de 2015 hasta septiembre de 2017.



Políticas y estimaciones contables críticas

El presente informe y análisis de nuestra situación patrimonial y resultados de operaciones se basa en nuestros estados financieros combinados anuales auditados y en nuestros estados financieros combinados intermedios condensados no auditados, los cuales se confeccionaron de conformidad con las NIIF. La preparación

de estos estados financieros exige que realicemos estimaciones y evaluaciones que afectan los montos contabilizados de los activos y pasivos, ingresos y gastos y la contabilización relacionada de activos y pasivos contingentes a la fecha de nuestros estados financieros. La nota 4 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017, brinda un análisis pormenorizado sobre nuestras políticas de contabilidad esenciales. Se define como políticas de contabilidad esenciales a aquellas políticas que reflejan evaluaciones o estimaciones significativas acerca de cuestiones que son intrínsecamente inciertas y a la vez esenciales para nuestra situación patrimonial y para el resultado de nuestras operaciones. A continuación se describen nuestras políticas de contabilidad críticas.

Valor razonable de las Propiedades, Plantas y Equipos

Las Propiedades, Plantas y Equipos representan una porción significativa de nuestra base de activos. Por consiguiente, las estimaciones y los supuestos contemplados para determinar su valor contable y su correspondiente amortización son esenciales para evaluar nuestra situación patrimonial y nuestro rendimiento.

Contabilizamos nuestras instalaciones, máquinas y edificios siguiendo el modelo de revaluación. Dicho modelo establece que estos activos se contabilizan a su monto revaluado, siendo este el valor razonable a la fecha de revaluación menos su correspondiente amortización y deterioro, siempre y cuando el valor razonable pueda estimarse de manera confiable. Si la revaluación resulta en un aumento de valor, registramos esta diferencia en la cuenta otros ingresos integrales y capital como “Reserva por Revaluación”. Una disminución de valor, en cambio, se reconoce como una pérdida en la medida en que sea mayor a cualquier monto previamente acreditado al superávit por revaluación relacionado al mismo activo. Nuestra administración debe tomar ciertas determinaciones a la hora de estimar el valor razonable de estos activos.

Deterioro de activos no financieros

Evaluamos el deterioro de nuestros activos de larga duración a los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables de manera independiente (unidades generadoras de efectivo o UGE), básicamente cada una de las centrales eléctricas. Se evalúa el deterioro de los activos sujetos a amortización siempre que existan circunstancias o acontecimientos que indiquen que su valor contable posiblemente no pueda recuperarse. Al evaluar si existen o no indicios de que la unidad generadora de efectivo podría verse afectada, se analizan fuentes de información tanto internas como externas. Se consideran determinadas circunstancias o acontecimientos, entre los que comúnmente se incluye la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de efectivo de cada una de las UGE y la situación comercial en términos de factores económicos y de mercado, tales como el costo de materias primas, el marco regulatorio de la industria energética, los gastos de capital proyectados y la evolución de la demanda de energía.

Reconocemos un deterioro cuando el valor contable de un activo es mayor a su monto recuperable. El monto recuperable es el monto mayor de entre el valor razonable de un activo menos los costos de venta y su valor de uso. El valor de uso de cada UGE se estima sobre la base del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros que generarán dichas unidades. La Administración debe tomar ciertas determinaciones al momento de estimar el flujo de efectivo futuro. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar considerablemente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de técnicas de descuento.

Impuesto a las ganancias actual y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta

Es preciso adoptar fuertes determinaciones a la hora de determinar la provisión para el impuesto a las ganancias dado que nuestra administración debe evaluar en forma periódica la condición informada en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables son objeto de interpretación y, en caso de ser necesario, crear provisiones acordes al monto estimado que deberemos pagar a las autoridades fiscales. Si el monto final de los impuestos a pagar por tales conceptos no coincide con los montos determinados inicialmente, dichas diferencias tendrán un impacto en el impuesto a las ganancias y en las provisiones para impuestos diferidos en el ejercicio fiscal en el que se realiza la correspondiente determinación.

Son muchas las operaciones y los cálculos para los cuales la liquidación fiscal última resulta incierta. Contabilizamos pasivos por posibles reclamos fiscales en base a estimaciones sobre si corresponderá o no el pago de impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de contabilización y se ajustan hacia abajo de acuerdo con la probabilidad de que exista una base imponible suficiente para permitir la recuperación total o parcial de dichos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al estimar la realización de activos por impuestos diferidos, nuestra administración evalúa si es probable o no que todos o una parte de los activos por impuestos diferidos no se realice en el futuro. La realización última de los activos por impuestos diferidos depende de la generación de ingresos futuros imponibles en los períodos en los cuales estas diferencias provisionarias se tornen deducibles. Para llevar adelante este análisis, nuestra administración toma en consideración la reversión programada de pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de ingresos imponibles futuros y las estrategias de planificación fiscal.

Provisiones y pasivos contingentes

Realizamos un juicio crítico a la hora de determinar y contabilizar provisiones y las exposiciones a pasivos contingentes relacionados con procesos judiciales y cualquier otro tipo de reclamo pendiente de resolución que surja en el curso normal de los negocios. Es preciso ser criteriosos al momento de evaluar la probabilidad de que se obtendrá una resolución favorable o no de un reclamo pendiente y cuantificar el posible rango de un acuerdo económico para resolver el conflicto. Debido a la incertidumbre inherente de este proceso de evaluación, las pérdidas reales pueden no coincidir con la provisión originalmente estimada.

Previsión para deudores incobrables

Estamos expuestos a pérdidas por deudores incobrables. La previsión para el deterioro de cuentas por cobrar se evalúa en base al nivel histórico tanto de los saldos cancelados como un gasto como de los saldos impagos. Este análisis exige que nuestra administración realice ciertas estimaciones y determinados supuestos respecto del cobro de las cuentas por cobrar debido a deudores incobrables, los cuales pueden cambiar de un período a otro, toda vez que el impacto que ello podría tener en nuestra situación patrimonial y en el resultado de nuestras operaciones podría ser significativo.

Planes de prestaciones definidas

El pasivo que reconocemos como resultado del plan de prestaciones definidas de GROSA refleja nuestra mejor estimación del valor actual de la obligación que tenemos en cada una de las fechas de contabilización. Estimamos las obligaciones de flujo de efectivo futuro partiendo de supuestos actuariales basados en la variable demográfica y financiera que se aplica al momento de determinar el monto de tales beneficios.

Disposiciones financieros recientes

Para una descripción de las versiones nuevas y revisadas de las normas e interpretaciones de contabilidad de NIIF emitidas por el IASB, ver la nota 4.1 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017.

Resultados de operaciones

La siguiente tabla presenta los resultados combinados de operaciones correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2015 y 2016 y por los períodos de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 y 2017.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de						Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽¹⁾			
	2014		2015		2016		2016		2017	
	(\$ en miles de pesos)	% de Ingresos por Ventas	(\$ en miles de pesos)	% de Ingresos por Ventas	(\$ en miles de pesos)	% de Ingresos por Ventas	(\$ en miles de pesos)	% de Ingresos por Ventas	(\$ en miles de pesos)	% de Ingresos por Ventas
Ingresos por ventas	1.371.872	100%	1.804.116	100%	2.969.351	100%	2.253.662	100%	2.140.709	100%
Costo de ventas	(956.311)	(70%)	(1.275.929)	(71%)	(2.065.394)	(70%)	(1.589.764)	(71%)	(1.310.970)	(61%)
Resultado Bruto	415.561	30%	528.186	29%	903.957	30%	663.898	29%	829.739	39%
Gastos de comercialización	(18.788)	(1%)	(19.134)	(1%)	(23.349)	(1%)	(21.888)	(1%)	11.941	1%
Gastos de administrativos	(36.923)	(3%)	(56.786)	(3%)	(59.324)	(2%)	(38.989)	(2%)	(51.502)	(2%)
Resultado por participaciones en asociadas	4.693	—	(1.475)	—	(2.476)	—	(1.034)	—	(4.284)	—
Otros ingresos operativos	6.042	—	77.627	4%	10.501	—	6.880	—	15.440	1%
Otros gastos operativos	(92)	—	(46.427)	(3%)	—	—	—	—	—	—
Resultado operativo	370.492	27%	481.992	27%	829.309	28%	608.868	27%	801.334	37%
Ingresos financieros	7.514	1%	7.807	—	71.770	2%	48.236	2%	91.099	4%
Gastos financieros	(207.661)	(15%)	(262.598)	(15%)	(481.500)	(16%)	(390.055)	(17%)	(364.253)	(17%)
Otros resultados financieros	(259.887)	(19%)	(231.104)	(13%)	(169.944)	(6%)	(112.644)	(5%)	(107.986)	(5%)
Resultados financieros, netos	(460.034)	(34%)	(485.894)	(27%)	(579.674)	(20%)	(454.463)	(20%)	(381.140)	(18%)
(Perdida) Ganancia antes de impuestos	(89.542)	(7%)	(3.902)	—	249.634	8%	154.404	7%	420.194	20%
Impuesto a las ganancias	27.618	2%	25.998	1%	(126.637)	(4%)	(73.076)	(3%)	(177.512)	(8%)
Resultado por operaciones continuadas	(61.923)	(5%)	22.096	1%	122.997	4%	81.329	4%	242.682	11%
Operaciones discontinuadas	(7.575)	(1%)	(17.007)	(1%)	—	—	—	—	—	—
Resultado neto del ejercicio / período	(69.499)	(5%)	5.089	—	122.997	4%	81.329	4%	242.682	11%

(1) Información no auditada

Comparación de período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016

La siguiente tabla muestra nuestros resultados combinados de las operaciones correspondientes al período finalizado el 30 de septiembre de 2017 y 2016.

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽¹⁾			
	2016	2017	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Ingresos por ventas	2.253.662	2.140.709	(112.953)	(5%)
Costo de ventas	(1.589.764)	(1.310.971)	278.793	(18%)
Resultado Bruto	663.898	829.738	165.840	25%
Gastos de comercialización	(21.888)	11.941	33.829	(155%)
Gastos de administrativos	(38.989)	(51.501)	(12.512)	32%
Resultado por participaciones en asociadas	(1.034)	(4.284)	(3.251)	314%
Otros ingresos operativos	6.880	15.440	8.560	124%
Resultado operativo	608.868	801.334	192.466	32%
Ingresos financieros	48.236	91.099	42.863	89%
Gastos financieros	(390.055)	(364.253)	25.802	(7%)
Otros resultados financieros	(112.644)	(107.986)	4.658	(4%)
Resultados financieros, netos	(454.463)	(381.140)	73.324	(16%)
Ganancia antes de impuestos	154.404	420.194	265.790	172%
Impuesto a las ganancias	(73.076)	(177.512)	(104.437)	143%
Resultado neto del período	81.329	242.682	161.353	199%

(1) Información no auditada

Ingresos por ventas

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽¹⁾

	2016	2017	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Energía Base	386.448	183.656	(202.791)	(52%)
Energía Plus	580.237	840.463	260.226	45%
Resolución 220/2007	1.286.978	1.116.590	(170.388)	(13%)
Total	2.253.662	2.140.709	(112.953)	(5%)

(1) Información no auditada.

Nuestros ingresos por ventas combinados correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$2.140,7 millones, lo que representó una disminución de \$112,9 millones, o un 5%, comparado a nuestros ingresos por ventas combinados de \$2.253,7 millones para el mismo período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016.

A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 en comparación con el mismo período anterior:

- (i) \$1.116,6 millones por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó una disminución del 13% respecto de los \$1.287 millones del mismo período de 2016 debido a un cambio en la modalidad de liquidación proporcionada por CAMMESA, ya que no se reconoció el concepto de combustible como ingreso y costo; lo que fue parcialmente compensado por el aumento en las ventas como resultado de mayores ingresos expresados en pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria en las tarifas denominadas en dólares y el aumento en los ingresos por la provisión de nuevos proyectos.
- (ii) \$183,7 millones por ventas de energía bajo la Resolución 95/529/482/22/19 y en el mercado spot, lo que representó una disminución del 52% respecto de los \$386,4 millones para el mismo período del 2016. Dicha variación se explica, principalmente, por una disminución del volumen de ventas compensado por un aumento en la remuneración de energía por la aplicación de la Resolución 19.
- (iii) \$840,5 millones por ventas de energía plus, lo que representó un aumento del 45% respecto de los \$580,20 millones para el mismo período del 2016. Dicha variación se explica por un efecto favorable producto del aumento del tipo de cambio.

Costo de ventas

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽²⁾

	2016	2017	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Costo de compra de energía eléctrica	(443.709)	(613.905)	(170.196)	38%
Costo de consumo de gas y gas oil	(739.139)	(125.915)	613.224	(83%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(90.709)	(129.957)	(39.248)	43%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(154.785)	(230.523)	(75.738)	49%
Seguro	(21.615)	(24.125)	(2.510)	12%
Mantenimiento	(97.944)	(140.946)	(43.002)	44%
Otros ⁽¹⁾	(41.863)	(45.601)	(3.738)	9%
Total	(1.589.764)	(1.310.971)	278.793	(18%)

(1) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 15 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios.

(2) Información no auditada.

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽²⁾

2016	2017	Cambio
------	------	--------

	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Costo de compra de energía eléctrica	(443.709)	(613.905)	(170.196)	38%
Costo de consumo de gas y gas oil	(739.139)	(125.915)	613.224	(83%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(90.709)	(129.957)	(39.248)	43%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(154.785)	(230.523)	(75.738)	49%
Seguro	(21.615)	(24.125)	(2.510)	12%
Mantenimiento	(97.944)	(140.946)	(43.002)	44%
Otros ⁽¹⁾	(41.863)	(45.601)	(3.738)	9%
Total	(1.589.764)	(1.310.971)	278.793	(18%)

(3) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 15 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios.

(4) Información no auditada.

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de⁽²⁾

	2016	2017	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Costo de compra de energía eléctrica	(443.709)	(613.905)	(170.196)	38%
Costo de consumo de gas y gas oil	(739.139)	(125.915)	613.224	(83%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(90.709)	(129.957)	(39.248)	43%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(154.785)	(230.523)	(75.738)	49%
Seguro	(21.615)	(24.125)	(2.510)	12%
Mantenimiento	(97.944)	(140.946)	(43.002)	44%
Otros ⁽¹⁾	(41.863)	(45.601)	(3.738)	9%
Total	(1.589.764)	(1.310.971)	278.793	(18%)

(1) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 15 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios.

(2) Información no auditada.

Nuestro costo de ventas total para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue de \$1.311 millones comparado con \$1.589,8 millones correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, lo que equivale a una disminución de \$278,8 millones o un (18%).

- (i) \$125,9 millones por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución del 83% respecto de los \$739,1 millones para el mismo período del 2016. Esta variación se debió a un cambio en el reconocimiento mencionado en las ventas de combustibles vendidos a CAMMESA y a una disminución del despacho por parte de CAMMESA debido a la baja demanda durante dicho período.
- (ii) \$613,9 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 38% respecto de los \$443,7 millones para el mismo período del 2016, debido a los mayores costos necesarios para abastecer el mercado a término de energía plus.
- (iii) \$129,9 millones por sueldos y cargas sociales, lo que representó un incremento del 44% respecto de los \$90,4 millones para el mismo período del 2016, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados y aumento del personal contratado.
- (iv) \$140,9 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 44% respecto de los \$97,9 millones para el mismo período del 2016. El aumento mencionado se explica por el incremento del tipo de cambio compensado por las menores horas de operación que impactan sobre el costo del contrato de mantenimiento con PWPS y Siemens en ciertas empresas controladas. Cabe destacar que el costo del mencionado contrato está reconocido por CAMMESA en la remuneración de los costos de operación y mantenimiento bajo las ventas del Contrato Res 220/07.
- (v) \$230,5 millones por depreciación de propiedades planta y equipo, lo que representó un incremento del 49% respecto de los \$154,8 millones para el mismo período del 2016. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización de propiedades, planta y equipos como consecuencia de la revaluación de los mismos al 31 de diciembre de 2016 y por la puesta de Central Térmica Riojana, Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica Ezeiza y Central Térmica Independencia.

- (vi) \$24,1 millones por seguros, lo que representó un aumento del 12% respecto de los \$21,6 millones del mismo período del 2016 relacionado con la variación en el tipo de cambio.

Resultado bruto

Nuestro resultado bruto para el período especial de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 arrojó una ganancia de \$829,7 millones, comparado con una ganancia de \$663,9 millones para el período especial de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, representando un aumento del 25%. El incremento se debe, principalmente, al efecto del aumento del tipo de cambio sobre la actividad operativa de las compañías controladas, a la alta disponibilidad que las centrales mantuvieron durante el período en cuestión y a la puesta de CTR. Nuestro margen bruto combinado para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 fue 39%, en comparación con 29% para el período correspondiente en 2016.

Gastos de comercialización

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de⁽¹⁾

	2016	2017	Cambio	
	(ARS en miles)		(ARS en miles)	%
Sueldos y jornales y cargas sociales	(379)	-	379	(100%)
Tasas e impuestos	(17.572)	(7.638)	9.934	(57%)
Publicidad	(67)	(80)	(13)	19%
Recupero de Ingresos brutos	-	19.644	19.644	100%
Cuentas de dudoso cobro	(3.870)	15	3.886	(100%)
Total	(21.888)	11.941	33.829	(155%)

(1) Información no auditada.

Los gastos de comercialización para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$11,9 millones de ganancia, comparado con los \$21,9 millones de pérdida para el mismo período del 2016, lo que equivale una mejora de \$33,8 millones (o 155%) debido a que, con fecha 3 de marzo de 2017, el departamento de recaudación de la Dirección General de Rentas de Tucumán resolvió que GISA (Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1 de enero de 2016) está exenta del pago al impuesto a los ingresos brutos, rectificando el impuesto desde el período dic-11. Ver nota 30 a los estados financieros combinados condensados intermedios al 30 de septiembre de 2017.

Gastos de administración

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de⁽²⁾

	2016	2017	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Sueldos y jornales y cargas sociales	(5.868)	(1)	5.867	(100%)
Tasas e impuestos	(1.730)	(1.553)	178	(10%)
Alquileres	(32)	(4.728)	(4.696)	14.675%
Honorarios profesionales	(24.695)	(39.227)	(14.532)	59%
Luz, gas, teléfono y correo	(2.154)	(3.884)	(1.730)	131%
Movilidad, viáticos y traslados	(1.151)	(1.066)	85	(7%)
Otros ⁽¹⁾	(3.359)	(1.043)	2.316	(73%)
Total	(38.989)	(51.500)	(12.511)	32%

(1) Para obtener un desglose de "otros" ver nota 17 a nuestros estados financieros combinados condensados intermedios.

(2) Información no auditada.

Nuestros gastos de administración totales para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendieron a \$51,5 millones, comparado con \$39 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, lo que equivale a un aumento de \$12,5 millones (o 32%). Esta disminución se atribuyó principalmente a (i) un aumento del 59% en los honorarios profesionales de \$24.7 millones en los nueve meses

terminados el 30 de septiembre de 2016 a \$39,2 millones en el período correspondiente de 2017, principalmente debido a un aumento en las tarifas que pagamos por los servicios existentes y la contratación de servicios adicionales en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017; y (ii) un aumento del 15% en los alquileres en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017.

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 ascendieron a \$801,3 millones, lo que representó un aumento del 32% respecto de los \$608,9 millones del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 debido a los motivos descritos anteriormente (principalmente el inicio de operaciones de nuevos proyectos (CTMM, CTI, CTE, CTR), el impacto de la depreciación del peso en dólares estadounidenses sobre nuestros resultados de operación y la alta disponibilidad de nuestras plantas de energía durante el período. Nuestro margen operativo combinado para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 fue del 37%, en comparación con el 27% del período correspondiente en 2016.

Resultados financieros

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽¹⁾		Cambio	
	2016	2017	(\$ en miles de pesos)	%
	(\$ en miles de pesos)			
Intereses por préstamos	2,789	14.563	11.773	422%
Intereses comerciales y otros	45,447	76.537	31.090	68%
Total ingresos financieros	48,236	91.099	42.863	89%
<i>Gastos financieros</i>				
Intereses por deudas financieras	(354,610)(21.110)	(328.010)	26.600	(8%)
Intereses comerciales y otros	(21,110)(14.336)	(30.663)	(9.554)	45%
Gastos y comisiones bancarias	(14,335)(390.055)	(5.579)	8.757	(61%)
Total gastos financieros	(390,055)	(364.253)	25.802	(7%)
<i>Otros resultados financieros</i>				
Diferencia cambiaria, neta	(146.812)	(93.002)	53.811	(37%)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	88.972	74.981	(13.992)	(16%)
Pérdida por posición monetaria, neta	(146,812)(127)	-	127	(100%)
Otros resultados financieros	88,972(54.677)	(89.965)	(35.288)	65%
Total otros resultados financieros	(127)(112.644)	(107.986)	4.658	(4%)
Total resultados financieros, neto	(54,677)(454.463)	(381.140)	73.324	(16%)

(1) Información no auditada.

Nuestros resultados financieros combinados, neto para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017, arrojaron una pérdida de \$381,1 millones, pérdida un 16% más bajo comparado con la pérdida de \$454,4 millones por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016. Esta disminución se debe principalmente a:

- (i) \$313,4 millones de pérdida por intereses financieros netos por préstamos, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$351,8 millones de pérdida para el mismo período del 2016.
- (ii) \$93 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución del 37% respecto de los \$146,8 millones de pérdida para el mismo período del 2016.

Impuesto a las ganancias

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$177,5 millones de pérdida para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 en comparación con los \$73,1 millones de pérdida para el mismo período finalizado el 30 de septiembre de 2016.

Resultado del ejercicio

Nuestro resultado neto correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fue una ganancia de \$242,7 millones, comparada con los \$81,3 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, lo que equivale a un aumento de \$161,3 millones o un 199%.

EBITDA ajustado

	Por el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽²⁾			Por el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽²⁾		
	2016	2017	Cambio	2016	2017	Cambio
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	(USD en miles)		(USD en miles)
EBITDA ajustado anualizado ⁽¹⁾	929.051	1.316.087	387.036 42%	68.693	81.350	12.657 18%

(1) Para conocer la conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver la sección “Información Contable Seleccionada”.

(2) Información no auditada.

El EBITDA Ajustado correspondiente al período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 aumentó \$387 millones, o un 42%, de \$929 millones correspondientes al período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 a \$1.316 millones registrados para el mismo período de 2017. El incremento se debe, principalmente, al efecto del aumento del tipo de cambio sobre la actividad operativa de las compañías controladas, a la alta disponibilidad que las centrales mantuvieron durante el período en cuestión y a la puesta de CTR.

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

La siguiente tabla muestra nuestros resultados combinados de las operaciones correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y de 2016.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:			
	2015	2016	Cambio	
	(ARS en miles)		(ARS en miles)	%
Ingresos por ventas	1.804.116	2.969.351	1.165.235	65%
Costo de ventas	(1.275.929)	(2.065.394)	(789.465)	62%
Resultados brutos	528.186	903.957	375.771	71%
Gastos de comercialización	(19.134)	(23.349)	(4.215)	22%
Gastos de administración	(56.786)	(59.324)	(2.538)	4%
Resultado de participaciones en asociadas	(1.475)	(2.476)	(1.001)	68%
Otros ingresos operativos	77.627	10.501	(67.126)	(86%)
Otros gastos operativos	(46.427)	—	—	(100%)
Resultados operativos	481.992	829.309	347.317	72%
Ingresos financieros	7.807	71.770	63.963	819%
Gastos financieros	(262.598)	(481.500)	(218.902)	83%
Otros resultados financieros	(231.104)	(169.944)	61.160	(26%)
Resultados financieros	(485.894)	(579.674)	(93.780)	19%
Resultados antes de impuestos	(3.902)	249.634	253.536	(6.498%)
Impuesto a las ganancias	25.998	(126.637)	(152.635)	(587%)
Resultado de operaciones continuos	22.096	122.997	100.901	457%
Operaciones discontinuos	(17.007)	—	—	(100%)

Resultado del ejercicio **5.089** **122.997** **117.908** **2.317%**

Ingresos por ventas

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2016	Cambio	
	(ARS en miles)		(ARS en miles)	%
Energía Base	348.940	520.936	171.996	49%
Energía Plus	586.569	764.763	178.194	30%
Resolución 220/2007	860.522	1.683.651	823.129	96%
Otros	3.600		(3.600)	(100%)
Servicios prestados	4.485		(4.485)	(100%)
Total	1.804.116	2.969.351	1.165.234	65%

Nuestros ingresos por ventas combinados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$2.969,4 millones \$, lo que representó un incremento de \$1.165,2 millones, o un 65%, comparado a nuestros ingresos por ventas combinados de \$ 1.804.116 miles en 2015.

A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$520,9 millones por ventas de energía bajo la Resolución 95/529/482/22 y en el mercado spot, lo que representó un aumento del 49% respecto de los \$348,9 millones para el ejercicio anterior. Dicha variación se explica, principalmente, por un aumento en la remuneración de energía por la aplicación de la Res. 22/16 compensado por una disminución del volumen de ventas.
- (ii) \$764,8 millones por ventas de Energía Plus, lo que representó un incremento del 30% respecto de los \$586,6 millones para el ejercicio 2015. Dicha variación se explica por un efecto favorable producto del aumento del tipo de cambio y, en menor medida, a una disminución en el volumen.
- (iii) \$1.683,7 millones por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 96% respecto de los \$860,5 millones del ejercicio anterior. Dicha variación se explica por la puesta en marcha de GFSA y un aumento del tipo de cambio. Dicho aumento se vio compensado por una disminución del volumen de ventas.

Costo de ventas

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2016	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Costo de compra de energía eléctrica	(301.048)	(601.201)	(300.153)	100%
Costo de consumo de gas y gas oil	(583.568)	(933.758)	(350.190)	60%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(92.168)	(113.881)	(21.713)	24%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(133.132)	(206.970)	(73.838)	55%
Seguro	(22.114)	(28.250)	(6.136)	28%
Mantenimiento	(105.111)	(125.077)	(19.966)	19%
Otros ⁽¹⁾	(38.789)	(56.257)	(17.468)	45%
Total	(1.275.929)	(2.065.394)	(789.464)	62%

(1) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 26 a nuestros estados financieros combinados anuales auditados.

Nuestro costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fue de \$2.065,4 millones comparado con \$1.275,9 millones del ejercicio anterior, lo que equivale a un aumento de \$789,5 millones (o 62%).

A continuación, se describen los principales costos de venta en millones de pesos, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$601,2 millones por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 100% respecto de los \$301,0 millones para el ejercicio 2015, debido a los mayores costos necesarios para abastecer el mercado a término de energía plus.
- (ii) \$933,8 millones por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 60% respecto de los \$583,6 millones para el ejercicio 2015. Esta variación se debió a un aumento en el precio del gas debido al aumento del tipo de cambio y a la puesta en marcha de GFSA.
- (iii) \$113,9 millones por sueldos y cargas sociales, lo que representó un incremento del 24% respecto de los \$92,2 millones para el ejercicio 2015, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados y al incremento del personal contratado.
- (iv) \$125,1 millones por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 19% respecto de los \$105,1 millones para el ejercicio 2015. El aumento mencionado se explica por el incremento del tipo de cambio compensado por las menores horas de operación que impactan sobre el costo del contrato de mantenimiento con PWPS en ciertas empresas controladas. Cabe destacar que el costo del mencionado contrato está reconocido por CAMMESA en la remuneración de los costos de operación y mantenimiento bajo las ventas del Contrato Res 220/07.
- (v) \$207,0 millones por depreciación de propiedades planta y equipo, lo que representó un incremento del 55% respecto de los \$133,1 millones para el ejercicio anterior. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización de propiedades, planta y equipos como consecuencia de la revaluación de los mismos al 31 de diciembre de 2015 y por la puesta en marcha de la central de GFSA.
- (vi) \$28,2 millones por seguros, lo que representó un aumento del 28% respecto de los \$22,1 millones del ejercicio de 2015 relacionado con la variación en el tipo de cambio.

Resultado bruto

Nuestro resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 arrojó una ganancia de \$904,0 millones, comparado con una ganancia de \$528,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, representando un aumento del 71%. El incremento se debe, principalmente, al efecto del aumento del tipo de cambio sobre la actividad operativa de las compañías controladas, a la alta disponibilidad que las centrales mantuvieron durante el período en cuestión y la puesta en marcha de la central de GFSA. Adicionalmente, hubo un aumento en las remuneraciones producto de la aplicación de la Resolución SE 22/2016 que modifica y amplía la Resolución SE 482/15 que permitió incrementar los resultados operativos de la empresa, generando un flujo de fondos adicional que mejoró su posición de capital de trabajo. Nuestro margen bruto combinado para 2016 fue del 30%, en comparación con el 29% para 2015.

Gastos de comercialización

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2015	2016	(ARS en miles)	%
	(ARS en miles)			
Sueldos y jornales y cargas sociales	(1.103)	(377)	727	(66%)
Tasas e impuestos	(17.974)	(19.059)	(1.085)	6%
Publicidad	(57)	(67)	(10)	18%
Cuentas de dudoso cobro		(3.847)	(3.847)	(100%)
Total	(19.134)	(23.349)	(4.215)	22%

Nuestros gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 ascendieron a \$23,4 millones comparado con \$19,1 millones del ejercicio 2015.

Gastos de administración

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2015	2016	(\$ en miles de pesos)	%
Sueldos y jornales y cargas sociales	(13.523)	(6.789)	6.734	(50%)
Honorarios profesionales	(34.240)	(39.660)	(5.420)	16%
Tasas e impuestos	(2.676)	(1.875)	801	(30%)
Otros ⁽¹⁾	(6.346)	(11.000)	(4.654)	73%
Total	(56.786)	(59.324)	(2.538)	4%

(1) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 26 a nuestros estados financieros combinados anuales auditados.

Nuestros gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 ascendieron a \$59,3 millones, comparado con \$56,8 millones para el ejercicio 2015, lo que equivale a un aumento de \$2,5 millones (o 4%).

A continuación, se describen los principales gastos de administración en millones de pesos, así como su comportamiento durante el presente ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$39,7 millones de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un incremento del 16% respecto de los \$34,2 millones del ejercicio anterior. Dicha variación es producto de un incremento de las tarifas correspondiente a los servicios profesionales existentes y la contratación de nuevos servicios.

Otros ingresos y gastos operativos

Los otros ingresos operativos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 ascendieron a \$10,5 millones, lo que representó una disminución del 86% respecto de los \$77,6 millones del ejercicio anterior. Esta disminución se debió principalmente a la venta en el 2015 por parte de ASA de sus acciones en Bodegas del Desierto y Alba Jet S.A. las cuales no representaban activos centrales para el negocio.

Los otros egresos operativos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 ascendieron a \$46,4 millones, correspondiente a la rescisión de un contrato de compra de turbina con General Electric en el 2015.

Ingreso operativo

Nuestro resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 obtuvo una ganancia de \$829,3 millones, comparado con una ganancia de \$481,9 millones para el ejercicio anterior, representando un aumento del 72%. El incremento se debe, principalmente, al efecto del aumento del tipo de cambio sobre la actividad operativa de las compañías controladas, a la alta disponibilidad que las centrales mantuvieron durante el ejercicio en cuestión y la puesta en marcha de la central de GFSA. Adicionalmente, hubo un aumento en las remuneraciones producto de la aplicación de la Resolución SE 22/2016 que modifica y amplía la Resolución SE 482/15 que permitió incrementar los resultados operativos de la empresa, generando un flujo de fondos adicional que mejora su posición de capital de trabajo. Nuestro margen bruto combinado para 2016 fue del 30%, en comparación con el 29% para 2015.

Resultados financieros

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2015	2016	(ARS en miles)	%
	(ARS en miles)			
Intereses por préstamos		6.799	6.799	100%
Intereses comerciales	7.807	64.971	57.164	732%
Total ingresos financieros	7.807	71.770	63.963	819%
Gastos financieros				
Intereses por deudas financieras	(248.543)	(441.137)	(192.594)	77%
Intereses fiscales y otros	(3.560)	(23.259)	(19.699)	553%
Gastos y comisiones bancarias	(10.495)	(17.104)	(6.609)	63%
Total gastos financieros	(262.598)	(481.500)	(218.902)	83%
Otros resultados financieros				
Diferencia cambiaria, neta	(194.010)	(228.825)	(34.815)	18%
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	10.172	143.949	133.777	1.315%
Otros resultados financieros	(47.266)	(85.068)	(37.802)	80%
Total otros resultados financieros	(231.104)	(169.944)	61.160	(26%)
Total resultados financieros, neto	(485.894)	(579.674)	(93.780)	19%

Nuestros resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 totalizaron una pérdida de \$579,7 millones, comparado con una pérdida de \$485,9 millones para el ejercicio anterior, representando un aumento del 19%.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (iii) \$434,3 millones de pérdida por intereses financieros por préstamos, lo que representó un aumento del 75% respecto de los \$248,5 millones de pérdida para el ejercicio anterior producto de i) un incremento en las tasas de interés variables de la deuda en pesos, ii) la puesta en marcha de la central de GFSA y iii) el efecto de aumento del tipo de cambio sobre el devengamiento de los intereses de los préstamos en moneda extranjera.
- (iv) \$228,8 millones de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento del 18% respecto de los \$194,0 millones de pérdida del año anterior. El aumento se debe a una mayor exposición en moneda extranjera para el financiamiento de los nuevos proyectos y a un mayor aumento del tipo de cambio promedio del ejercicio.

Impuesto a las ganancias

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$126,6 millones de pérdida para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 en comparación con los \$26,0 millones de ganancia del año anterior.

Resultado del ejercicio

Nuestro resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fue una ganancia de \$123,0 millones, comparada con los \$5,1 millones para el ejercicio anterior, lo que equivale a un aumento de \$117,9 millones.

EBITDA ajustado

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2016	Cambio	
	(ARS en miles)		(ARS en miles)	%
EBITDA ajustado(1)	592.265	1.038.755	446.490	75%

(1) Para conocer la conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver la sección “Información Contable Seleccionada”.

El EBITDA Ajustado correspondiente al período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2016 aumentó \$446,5 millones, o un 75%, de \$592,3 millones correspondientes al período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2015 a Ps. 1.038,8 millones registrados para el mismo período de 2016. Este incremento se debió principalmente al impacto de la depreciación del Peso en relación al dólar estadounidense desde diciembre de 2015 en nuestros resultados de operaciones, el comienzo de la operación de la central eléctrica Generación Frías en diciembre de 2015 y en el marco de la energía base, un incremento en las remuneraciones producto de la aplicación de la Resolución SE 22/2016 que modifica y amplía la Res. SE 482/15 que permitió incrementar los resultados operativos de la empresa.

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014

La siguiente tabla muestra nuestros resultados combinados de las operaciones correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y de 2015.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	
	(\$ en miles de pesos)			%
Ingresos por ventas	1.371.872	1.804.116	432.244	32%
Costo de ventas	(956.311)	(1.275.929)	(319.618)	33%
Resultados brutos	415.561	528.186	112.625	27%
Gastos de comercialización	(18.788)	(19.134)	(346)	2%
Gastos de administración	(36.923)	(56.786)	(19.863)	54%
Resultado de participaciones en asociadas	4.693	(1.475)	(6.168)	(131%)
Otros ingresos operativos	6.042	77.627	71.585	1%
Otros gastos operativos	(92)	(46.427)	(46.335)	50%
Resultados operativos	370.492	481.992	111.500	30%
Ingresos financieros	7.514	7.807	293	4%
Gastos financieros	(207.661)	(262.598)	(54.937)	26%
Otros resultados financieros	(259.887)	(231.104)	28.783	(11%)
Resultados financieros	(460.034)	(485.894)	(25.860)	(6%)
Resultados antes de impuestos	(89.542)	(3.902)	85.640	96%
Impuesto a las ganancias	27.618	25.998	(1.620)	(6%)
Resultado de operaciones continuos	(61.923)	22.096	84.019	136%
Operaciones discontinuos	(7.575)	(17.007)	(9.432)	125%
Resultado del ejercicio	(69.499)	5.089	74.588	(107%)

Ingresos por ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	%
	(\$ en miles de pesos)			
Energía Base	260.729	348.940	88.211	34%
Energía Plus	450.515	586.569	136.054	30%
Resolución 220/2007	621.547	860.522	238.975	38%
Otros	36.972	3.600	(33.372)	(90%)
Servicios prestados	2.110	4.485	2.375	113%
Total	1.371.872	1.804.116	432.244	32%

Nuestros ingresos por ventas combinados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$ 1.804.116 miles, lo que representó un incremento de \$ 432.244 miles, o un 32%, comparado a nuestros ingresos por ventas combinados de \$ 1.371.872 miles en 2014.

Este incremento se debió principalmente a:

- (i) un incremento del 34% en nuestro ingreso por ventas en el marco regulatorio de Energía Base, de \$348.940 miles en 2015 comparado con \$260.729 miles en 2014, principalmente debido a un incremento en el precio pagado por la electricidad con motivo de la promulgación de la Resolución SE 482/2015 (por la que se aumentó dicho precio aproximadamente un 28%) en tanto que el volumen de capacidad y ventas de electricidad permaneció relativamente estable en 2015 comparado con 2014;
- (ii) un incremento del 30% en nuestro ingreso por ventas en el marco regulatorio de Energía Plus, de \$450.515 miles en 2014 a \$586.569 miles en 2015, principalmente como resultado de la depreciación del Peso con relación al dólar estadounidense y un volumen GWh de energía consumida un 11% más alto en este marco regulatorio en 2015 comparado con 2014; y
- (iii) un incremento del 38% en nuestro ingreso por ventas en el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007 de \$621.547 miles en 2014 a \$860.522 miles en 2015. Este incremento se debió principalmente a la apreciación del dólar estadounidense en 2015, un incremento del 22% en el volumen de GWh de energía despachada y un mayor consumo de gasoil en relación con el gas natural (que es más barato que el gasoil) en 2015 comparado con 2014.

Costo de ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	%
	(\$ en miles de pesos)			
Costo de compra de energía eléctrica	(317.434)	(301.048)	16.386	(5%)
Costo de consumo de gas y gas oil	(341.876)	(583.568)	(241.692)	71%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(63.380)	(92.168)	(28.788)	45%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(119.695)	(133.132)	(13.437)	11%
Seguro	(17.719)	(22.114)	(4.395)	25%
Mantenimiento	(71.257)	(105.111)	(33.854)	48%
Otros(1)	(24.952)	(38.789)	(13.837)	55%
Total	(956.311)	(1.275.929)	(319.618)	33%

(1) Para obtener un desglose de "Otros", ver nota 27 a nuestros estados contables combinados anuales auditados.

Nuestro costo de ventas combinado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fue de \$1.275.929 miles, lo que representó un incremento de \$319.618 miles, o un 33%, comparado con nuestro costo de ventas combinado de \$ 956.311 miles en 2014. Este incremento se debió principalmente a:

- (i) un incremento del 71% en el costo de consumo de gas natural y gasoil, de \$583.568 miles en 2015 comparado con \$341.876 miles en 2014, principalmente como resultado de mayores volúmenes de energía despachada a pedido de CAMMESA en el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007 y un mayor consumo de gasoil para la generación de electricidad;
- (ii) un incremento del 11% en la depreciación de las propiedades, plantas y equipos, de \$ 119.695 miles en 2014 a \$ 133.132 miles 2015, principalmente debido a la revaluación de los activos en 2015;
- (iii) un incremento del 45% en salarios y cargas sociales, de \$ 63.380 miles en 2014 a \$ 92.168 miles en 2015, principalmente atribuible a aumentos de salario (principalmente con relación a la inflación) y al aumento de la cantidad de nuestros empleados;
- (iv) un incremento del 48% en costos de mantenimiento, de \$ 71.257 miles en 2014 a \$ 105.111 miles en 2015, principalmente debido a la apreciación del dólar estadounidense en 2015, dado que nuestros contratos de mantenimiento se expresan en dólares estadounidenses, así como una mayor cantidad de horas operativas en 2015 en relación con 2014 debido a la mayor demanda de capacidad de generación térmica con motivo de una menor disponibilidad de capacidad hídrica, y
- (v) un incremento del 25% en seguro, de \$ 17.719 miles en 2014 a \$ 22.114 miles en 2015, principalmente como resultado de la apreciación del dólar estadounidense en 2015 dado que nuestras pólizas de seguro se expresan en dólares estadounidenses y, en menor medida, debido a la incorporación de la central térmica Generación Frías (que comenzó a operar en diciembre de 2015) a la cobertura de la póliza.

Este incremento en nuestro costo de ventas combinado se compensó parcialmente con una disminución del 5% en el costo de la compra de energía eléctrica en relación con nuestras ventas en el marco regulatorio de Energía Plus (debido a los menores costos requeridos para abastecer el mercado de Energía Plus), de \$ 301.048 miles en 2015 comparado con \$ 317.434 miles en 2014.

Resultado bruto

Nuestro resultado bruto combinado aumentó \$ 112.625 miles, o un 27%, en 2015, a \$ 528.186 miles comparado \$ 415.561 miles en 2014 debido a un mayor incremento porcentual en nuestro costo de ventas en relación con nuestro ingreso por ventas en 2015 comparado con 2014, por los motivos descritos anteriormente. Nuestro margen bruto combinado para 2015 fue del 29%, comparado con un 30% en 2014.

Gastos de comercialización

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	%
Sueldos y jornales y cargas sociales	(803)	(1.103)	(300)	37%
Tasas e impuestos	(17.624)	(17.974)	(350)	2%
Publicidad	(55)	(57)	(2)	4%
Cuentas de dudoso cobro	(307)	—	307	(100%)
	(18.788)	(19.134)	(346)	2%

Nuestros costos de venta combinados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 aumentaron un 2%, y ascendieron a \$ 19.134 miles en 2015 comparado con \$ 18.788 miles en 2014. Este incremento se debió principalmente a un incremento en el pago de aranceles e impuestos en relación con el impuesto al ingreso bruto en 2015.

Gastos de administración

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:				
	2014	2015	Cambio	
	(\$ en miles de pesos)		(\$ en miles de pesos)	%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(9.987)	(13.523)	(3.536)	35%
Honorarios profesionales	(16.067)	(34.240)	(18.173)	113%
Aranceles e impuestos	(4.497)	(2.676)	1.821	(40%)
Otros (1)	(6.373)	(6.346)	27	—
	(36.923)	(56.786)	(19.863)	54%

(1) Para obtener un desglose de “Otros”, ver nota 29 a nuestros estados contables combinados anuales auditados.

Nuestros gastos de administración combinados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$ 56,786 miles, lo que representó un incremento de \$ 19.863 miles, o un 54%, comparado con nuestros gastos de administración combinados de \$ 36.923 mil en 2014. Este incremento se debió principalmente a (i) un aumento del 113% en honorarios profesionales, de \$ 16.067 miles en 2014 a \$ 34.240 miles en 2015, principalmente debido a un aumento en los honorarios pagados por los servicios existentes (honorarios de directores y honorarios relativos a servicios de auditoría y legales) debido a la inflación y la contratación de servicios adicionales en 2015; y (ii) un aumento del 35% en salarios (debido a la inflación) y cargas sociales, de \$ 9.987 miles en 2014 a \$ 13.523 miles en 2015, principalmente debido a un incremento en los salarios y la cantidad de nuestros empleados.

Otros ingresos y gastos operativos

Nuestros otros ingresos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$ 77.627 miles, lo que representó un incremento de \$ 71.585 miles, o un 1.185%, comparado con nuestros otros ingresos operativos en 2014. Este incremento se debió principalmente a la venta por parte de Albanesi S.A de sus acciones en Bodega del Desierto S.A. por \$ 17.085 miles y Alba Jet S.A. por \$ 59.557 miles, ambas en 2015, que no representaban activos centrales para nuestro negocio.

Nuestros gastos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$ 46.427 miles, lo que representó un incremento de \$ 46.335 miles comparado con 2014, atribuible al gasto de rescisión pagado por la rescisión de un contrato de compra de turbina con General Electric en 2015.

Ingreso operativo

Nuestro ingreso operativo combinado aumentó \$ 111.500 miles, o un 30%, a \$ 481.992 miles en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, comparado con \$ 370.492 miles en 2014, debido al impacto de la depreciación del Peso con relación al dólar estadounidense en diciembre de 2015 sobre nuestros resultados de operaciones y, en menor medida, debido a los volúmenes más altos de energía vendida en los marcos regulatorios de Energía Plus y la Resolución SE 220/2007 y factor de disponibilidad y precios de capacidad más altos en el marco regulatorio de Energía Base, parcialmente compensados por un incremento en los costos debido principalmente a la inflación. Nuestro margen operativo combinado para 2015 y 2014 fue de 27%.

Resultados financieros

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	%
Ingresos financieros				
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	1.279	—	(1.279)	100%
Intereses financieros	520	—	(520)	100%
Intereses comerciales	5.714	7.807	2.093	37%
Total ingresos financieros	7.514	7.807	293	4%
Gastos financieros				
Intereses por deudas financieras	(198.951)	(248.543)	(49.592)	25%
Intereses fiscales	(2.618)	(3.560)	(942)	36%
Gastos y comisiones bancarias	(6.092)	(10.495)	(4.403)	72%
Total gastos financieros	(207.661)	(262.598)	(54.937)	26%
Otros resultados financieros				
Diferencia de cambio, neta	(169.326)	(194.010)	(24.684)	15%
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	(27.969)	10.172	38.141	(136%)
Otros resultados financieros	(62.591)	(47.266)	15.325	(24%)
Total otros resultados financieros	(259.887)	(231.104)	28.783	11%
Total resultados financieros, neto	(460.034)	(485.894)	(25.860)	6%

Nuestros resultados financieros combinados, neto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, arrojaron una pérdida de \$ 485.894 miles, pérdida un 6% más alta comparada con la pérdida de \$ 460.034 miles de 2014. Esta pérdida más alta de 2015 se debió principalmente a:

- (i) un incremento del 25% en los intereses pagados por deuda financiera en 2015, de \$ 198.951 miles en 2014 a \$ 248.543 miles en 2015, principalmente debido a un incremento en nuestros títulos de deuda (en parte relacionado con nuevos empréstitos y en parte relacionado con el efecto de la depreciación del Peso en nuestra deuda en dólares estadounidenses) y un incremento en las tasas de interés variable de nuestra deuda en Pesos; y
- (ii) un incremento del 15% en nuestra pérdida por diferencia de cambio, neto en 2015, de una pérdida de \$ 169.326 miles en 2014 a una pérdida de \$ 194.010 miles en 2015, principalmente debido a la depreciación del Peso con relación al dólar estadounidense en diciembre de 2015 y su impacto en los préstamos en dólares estadounidenses.

Impuesto a las ganancias

Registramos créditos impositivos tanto en 2014 como en 2015 como resultado de las pérdidas impositivas acumuladas incurridas. Ver nota 23 a nuestros estados financieros combinados anuales auditados para obtener una descripción de nuestros activos y pasivos impositivos y el traslado de pérdida impositiva.

Resultado del ejercicio

Por los motivos descriptos anteriormente, el ingreso correspondiente al ejercicio finalizado 31 de diciembre de 2015 fue de \$ 5.089 millones, comparado con una pérdida de \$ 69.499 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

EBITDA ajustado

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de:		Cambio	
	2014	2015	(\$ en miles de pesos)	
	(\$ en miles de pesos)		\$ en miles de pesos	%
EBITDA ajustado(1)	495.598	592.265	96.667	20%

(1) Para conocer la conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver la sección “Información Contable Seleccionada”.

Nuestro EBITDA Ajustado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 aumentó \$ 96.667 miles, o un 20%, de \$ 495.598 miles en 2014 a \$ 592.265 miles en 2015. Este incremento se debió principalmente al impacto de la depreciación del Peso en relación al dólar estadounidense en diciembre de 2015 sobre nuestros resultados de operaciones y, en menor medida, a los volúmenes más altos de energía vendida en los marcos regulatorios de Energía Plus y la Resolución SE 220/2007 y un factor de disponibilidad y precios de capacidad más altos en el marco regulatorio de Energía Base, parcialmente compensados por un incremento en los costos debido principalmente a la inflación.

Liquidez y Endeudamiento

Flujos de Fondos Históricos

El siguiente cuadro refleja nuestra posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados en) actividades operativas, de inversión y de financiación durante los ejercicios indicados:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de ⁽¹⁾	
	2014	2015	2016	2016	2017
	(\$ en miles de pesos)			(\$ en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período/año	41.631	13.319	(17.796)	(17.796)	933.650
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades operativas	417.128	179.353	(874.605)	(492.366)	428.665
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de inversión	(188.039)	(510.671)	(1.524.507)	(1.288.706)	(2.239.174)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento	(242.706)	276.805	3.358.304	3.696.154	1.108.495
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	(14.695)	23.398	(7.746)	43.541	38.883
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período/año	13.319	(17.796)	933.650	1.940.827	270.518

(1) Información no auditada.

Período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2017

Flujos de efectivo generados en (aplicados a) actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$428,7 millones, debido principalmente a un aumento en los ingresos de efectivo operativos sin tomar en cuenta los cambios en ciertos activos y pasivos de \$1.017,4 millones, un aumento de deudas comerciales por \$231,8 millones y compensado parcialmente por un aumento en otros créditos de \$486,7 millones, un aumento de créditos por ventas por \$342 millones, un incremento en inventarios por \$9,9 millones, un aumento de otras deudas por \$24,2 millones y una disminución de remuneraciones, deudas sociales y cargas fiscales por \$6,3 millones.

Los flujos de fondos aplicados a actividades operativas por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 fueron de \$492,4 millones, debido principalmente a un aumento en los ingresos de efectivo operativos sin tomar en cuenta los cambios en ciertos activos y pasivos de \$577,6 millones, un aumento de deudas

comerciales por \$129,4 millones y compensado parcialmente por un aumento en otros créditos de \$1.057,4 millones, un aumento de créditos por ventas por \$229,7 millones, un incremento en inventarios por \$7 millones, un aumento de otras deudas por \$100,4 millones y una disminución de remuneraciones, deudas sociales y cargas fiscales por \$5,7 millones.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$2.239,2 millones, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$2.439,7 millones.

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 fueron de \$1.288,7 millones, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$923,8 millones y a la suscripción de fondos comunes de inversión por \$232,3 millones.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento.

Los flujos de efectivo netos generados en actividades de financiamiento en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$1.108,5 millones, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un total de \$3.771 millones, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera por \$1.931,6 millones e intereses por \$731 millones.

Los flujos de efectivo netos generados en actividades de financiamiento en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 fueron de \$3.696,1 millones, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un total de \$5.982,8 millones, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera por \$1.882 millones.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2016.

Flujos de efectivo generados en (aplicados a) actividades operativas

Los flujos de fondos aplicados a actividades operativas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$874.605 miles, debido principalmente a un aumento en los ingresos de efectivo operativos sin tomar en cuenta los cambios en ciertos activos y pasivos de \$669.759 miles, un aumento de deudas comerciales por \$279.425 miles y compensado parcialmente por un aumento en otros créditos de \$1.315.192 miles, un aumento de créditos por ventas por \$399.212 miles y una disminución de otras deudas por \$102.661 miles.

Los flujos de fondos generados en actividades operativas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$179.353 miles, debido principalmente a un aumento en los ingresos de efectivo operativos sin tomar en cuenta los cambios en ciertos activos y pasivos de \$ 466.080 miles, y una disminución de créditos por ventas de \$45.137 miles, compensado parcialmente por un aumento en otros créditos de \$89.598 miles, una disminución de deudas comerciales y otras deudas de \$183.182 miles y una disminución en las deudas sociales y cargas fiscales de \$49.792 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$1.524.507 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$1.479.097 miles.

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$510.671 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$317.864 miles y a la suscripción de fondos comunes de inversión por \$191.060 miles.

Flujos de efectivo generados en (aplicados a) actividades de financiamiento.

Los flujos de efectivo netos generados en actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$3.358.304 miles, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un

total de \$6.294.246 miles, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$2.934.882 miles.

Los flujos de efectivo netos generados en actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$276.805 miles, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un total de \$893.817 miles, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$613.702 miles.

Deuda

Al 30 de septiembre de 2017, nuestra deuda total fue de \$8.521 millones (USD492 millones). El siguiente cuadro muestra nuestra deuda total a dicha fecha.

	Prestatario (Co-Emisora/Garante de las Obligaciones Negociables)	Pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 (sin auditar)	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
		(en miles de pesos)	(%)			
Contrato de Crédito						
Cargill	GEMSA	283.948	LIBOR + 5,5%	USD	28/06/2017	28/06/2020
Cargill	GEMSA	176.306	LIBOR + 5,5%	USD	05/07/2017	28/06/2020
Sindicado BST	GEMSA	189.038	6,5%	USD	12/06/2017	05/06/2018
Sindicado ICBC	GEMSA	687.184	7%	USD	18/09/2017	18/08/2020
Subtotal		1.336.476				
Títulos de Deuda						
ON Internacional	GEMSA/ CTR/ GFS A (1)	4.251.192	9,625%	USD	27/07/2016	27/07/2023
ON Clase V	GEMSA	2.465	BADLAR + 4%	ARS	30/06/2016	30/06/2018
ON Clase VI	GEMSA	597.750	8,000%	USD	16/02/2017	16/02/2020
ON Clase VII	GEMSA	576.198	BADLAR + 4%	ARS	16/02/2017	16/02/2019
ON Clase VIII	GEMSA	307.428	BADLAR + 5%	ARS	29/08/2017	29/08/2021
ON Clase II (GFS A(1))	GEMSA	14.220	BADLAR + 6,5%	ARS	08/03/2016	08/03/2018
ON Clase III (GFS A(1))	GEMSA	4.266	BADLAR + 5,6%	ARS	06/07/2016	06/07/2018
ON Clase I	ASA	440	BADLAR + 5,5%	ARS	29/12/2015	29/12/2017
ON Clase II	ASA	26.695	BADLAR + 4%	ARS	25/10/2016	25/10/2018
ON Clase III	ASA	250.917	BADLAR + 4,25%	ARS	15/06/2017	15/06/2021
ON Clase II	CTR	269.460	BADLAR + 2%	ARS	17/11/2015	17/11/2020
ON Clase III	CTR	11.569	BADLAR + 5,76%	ARS	10/06/2016	10/06/2018
ON Clase IV	CTR	298.047	BADLAR + 5%	ARS	24/07/2017	24/07/2021
Subtotal		6.610.649				
Otras deudas						
CAMMESA	GEMSA	203.331				
Préstamo Chubut	GEMSA	24.699	LIBOR + 5%	USD	01/12/2016	01/12/2017
Préstamo Chubut	CTR	20.414	17%	ARS	08/04/2017	08/04/2019
Préstamo Ciudad	CTR	160.744	6,0%	USD	04/08/2017	04/08/2020
Préstamo Itaú	GEMSA	76.454	4,25%	USD	11/01/2017	11/07/2017
Préstamo Santander Río	GEMSA	27.222	4,75%	USD	14/03/2017	14/03/2018
Préstamo BST	GEMSA	17.513	6,5%	USD	21/06/2017	05/06/2018
Arrendamiento financiero		43.923				
Subtotal		574.300				
Total deuda financiera		8.521.424				

(1) Sociedad absorbida por GEMSA a partir del 1° de enero de 2017.

El siguiente cuadro describe los vencimientos del capital de nuestra deuda pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 en miles:

	Total	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6 o sucesivos
	(en miles de USD)						
Deuda total	492.283	103.751	90.916	50.991	243	246.382	

Contratos de Crédito

Hemos celebrado diversos contratos de crédito para financiar nuestras necesidades de liquidez. Para obtener más información, ver la nota 18 de nuestros estados financieros combinados anuales, auditados y la nota 12 de los estados financieros combinados condensados intermedios no auditados.

Contrato de Préstamo – ICBC

El 17 de agosto de 2017 GEMSA, como prestataria, celebró un contrato de préstamo sindicado con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. (“ICBC”) como agente administrativo y prestamista, Banco Hipotecario S.A. (“BHSA”), como prestamista, y Banco del Chubut S.A. (“BCSA” y junto a ICBC y BHSA, los “Bancos”), como prestamista (“el Contrato de Préstamo – ICBC”). El préstamo asciende no posee ninguna garantía y asciende a la suma total de USD 40.000.000, a ser devuelto a los 36 meses del desembolso. El préstamo devenga intereses fijos de manera trimestral y a una tasa fija del 7% nominal anual.

El destino del préstamo es la financiación de proyectos de inversión, de forma tal de permitir el incremento de la producción del sector energético en los términos previstos en el punto 2.1.13 de las normas sobre política de créditos del BCRA. Asimismo, el contrato de préstamo incluye diversos compromisos financieros que debemos cumplir incluyendo nivel de endeudamiento y Responsabilidad Patrimonial Computable.

Al 30 de septiembre de 2017, el saldo pendiente en virtud de esta línea de crédito era de USD 40 millones.

Contrato de Préstamo – Cargill

El 27 de junio de 2017 GEMSA, como deudora, y Albanesi como garante, celebraron un contrato de préstamo con Cargill Ltd. (“Cargill”), por un monto total de hasta USD 26 millones (el “Contrato de Préstamo – Cargill”). El préstamo tiene un plazo de 36 meses y devenga intereses trimestrales a una tasa nominal anual conformada por la tasa Libor a 360 días más un margen de 5,5%.

Al 30 de septiembre de 2017 el saldo pendiente en virtud de esta línea de crédito era de USD 26 millones.

Contrato de Préstamo – BAF Latam

El 29 de septiembre de 2017, GEMSA, como mutuario, y CTR, como fiador, celebraron un contrato de préstamo con BAF Latam Trade Finance Fund B.V., como prestamista, por un capital total de USD 20 millones (el “Contrato de Préstamo – BAF Latam”) para financiar capital de trabajo, y/o inversiones en activos fijos.

Al 27 de noviembre de 2017, el saldo de capital pendiente en virtud de esta línea de crédito era de USD 20 millones.

GEMSA

Títulos de Deuda

Con fecha 30 de junio de 2016 se realizó la emisión de las ON Clase V por un capital total de ARS 200 millones, por lo cual se suscribió una porción en efectivo y el remanente mediante un canje voluntario con las ON Clase IV (GEMSA) y ON Clase III (GISA), mejorando el perfil de endeudamiento de GEMSA (plazo y tasa). Las

obligaciones negociables devengan un interés a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 4%. El interés se paga trimestralmente y el capital en tres cuotas trimestrales; las primeras dos por un monto igual al 30% del capital de las obligaciones negociables, y la tercera cuota por un monto igual al 40% del capital de dichas obligaciones el 30 de diciembre de 2017, 30 de marzo de 2018 y 30 de junio de 2018 respectivamente. El saldo por dicha ON al 13 de noviembre de 2017 asciende a ARS 2.3 millones luego de realizadas las cancelaciones parciales con las ON Clases VI y VII y ON Clase VIII (GEMSA).

Mediante Resolución N° 18.648 de fecha 10 de mayo de 2017, el Directorio de la CNV dispuso la transferencia de oferta pública de las Obligaciones Negociables GFSA (según se define a continuación) de Generación Frías S.A. a Generación Mediterránea S.A.

Con fecha 7 de julio de 2016 GEMSA, GFSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de ON, simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron ON por un monto de U\$S 250 millones con vencimiento a 7 años. Las ON están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por Albanesi. El valor asignado a GEMSA es de U\$S 180 millones (teniendo en cuenta la fusión entre GEMSA y GFSA) y a CTR U\$S 70 millones.

Las ON tienen la calificación B+ (Fitch ratings) / B3 (Moody's).

Las Obligaciones Negociables Existentes devengan un interés a una tasa fija en dólares de 9,625%. El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. El saldo por dicha ON al 13 de noviembre de 2017 asciende a U\$S 250 millones y correspondiente a GEMSA U\$S 180 millones (teniendo en cuenta que los 7 millones correspondientes a GFSA han pasado a GEMSA).

Con fecha 9 de febrero de 2017 GEMSA licitó las ON Clase VI y Clase VII, las cuales fueron liquidadas el 16 de febrero. El destino de los fondos fue en los términos previstos por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, destinándose el producido de la suscripción a la adquisición de activos físicos, refinanciación de pasivos y, en menor medida a capital de trabajo. A continuación se detallan sus principales características:

La ON Clase VI por un total de USD 34,7 millones, una tasa fija del 8% y vencimiento en febrero 2020 y ON Clase VII por un total de ARS 553,7 millones, una tasa equivalente a la tasa BADLAR + 4% y vencimiento en febrero 2019. El monto de las ONs Clases VI y VII se suscribió una porción en efectivo y el remanente mediante un canje voluntario con las ON Clase IV, ON Clase V (GEMSA) y las ON Clase II y ON Clase III (GFSA)

Con fecha 29 de agosto de 2017 se emitieron las ON Clase VIII por un monto de ARS 312.9 millones por lo cual se suscribió una porción en efectivo y el remanente mediante un canje voluntario con las ON Clase V (GEMSA) y las ON Clase II y Clase III (GFSA) que en su momento se encontraban a nombre de GEMSA. Las ON se emitieron con a tasa variable. El interés se paga trimestralmente y el capital en un único pago equivalente al 100% del valor nominal al vencimiento, es decir en agosto de 2021.

Generación Frías

Títulos de deuda

En marzo de 2016, Generación Frías emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase II por un monto de capital total de ARS 130 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el saldo de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 6,50%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas: las primeras dos equivalen, cada una, al 30% del monto de capital pendiente de pago a pagar en septiembre de 2017 y diciembre de 2017, mientras que el 40% restante del capital se pagará al vencimiento en marzo de 2018. Al 13 de noviembre de 2017, el saldo pendiente de pago correspondiente a dichas obligaciones negociables era de ARS 14.3 millones, producto de la cancelación parcial de estas ONs por los canjes que se realizaron con las ONs Clase VII y las ON Clase VIII (GEMSA).

En julio de 2016, Generación Frías emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase III por un monto de capital total de ARS 160 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el saldo de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 5,60%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres

cuotas: las primeras dos equivalen, cada una, al 30% del monto de capital pendiente de pago a pagar en enero de 2018 y abril de 2018, mientras que el 40% restante del capital se pagará al vencimiento en julio de 2018 (conjuntamente las obligaciones negociables clase II y obligaciones negociables clase III, las "Obligaciones Negociables GFSA"). Al 13 de noviembre de 2017, el saldo por la ON Clase III asciende a ARS 4.2 millones, producto de la cancelación parcial de estas ONs por los canjes que se realizaron con las ONs Clase VII y las ON Clase VIII (GEMSA).

Mediante Resolución N° 18.648 de fecha 10 de mayo de 2017, el Directorio de la CNV dispuso la transferencia de oferta pública de las Obligaciones Negociables GFSA de Generación Frías S.A. a Generación Mediterránea S.A.

Con fecha 7 de julio de 2016 GEMSA, GFSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de ON, simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron ON por un monto de U\$S 250 millones con vencimiento a 7 años. Las ON están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por Albanesi. El valor asignado a GEMSA fue de U\$S 173 millones, a GFSA U\$S 7 millones (que han pasado a favor de GEMSA teniendo en cuenta la fusión entre GEMSA y GFSA) y a CTR U\$S 70 millones.

Las ON tienen la calificación B+ (Fitch ratings) / B3 (Moody's).

Las obligaciones negociables devengan un interés a una tasa fija en dólares de 9,625%. El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. El saldo por dicha ON al 13 de noviembre de 2017 asciende a U\$S 250 millones.

CTR

Títulos de deuda

El 17 de noviembre de 2015, CTR emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase II por un monto de capital total de ARS 270 millones. Al 13 de noviembre de 2017, el saldo pendiente de pago correspondiente a dichas obligaciones negociables era de ARS 270 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 2%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en diez cuotas consecutivas trimestrales equivalentes al 10% del valor nominal de las obligaciones negociables. Sus correspondientes fechas de pago son en agosto de 2018, noviembre de 2018, febrero de 2019, mayo de 2019, agosto de 2019, noviembre de 2019, febrero de 2020, mayo de 2020, agosto de 2020 y noviembre de 2020.

El 10 de junio de 2016, CTR emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase III por un monto de capital total de ARS 170 millones (ARS 167 en manos de terceros). Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 5,76%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas: las primeras dos equivalen, cada una, al 30% del monto de capital pendiente de pago a pagar en diciembre de 2017 y marzo de 2018, mientras que el 40% restante del capital se pagará al vencimiento en junio de 2018. Al 13 de noviembre de 2017, el saldo por dicha ON asciende a ARS 12.8 millones, en atención a que fueron canceladas parcialmente con motivo del canje por las ON Clase IV (CTR).

Con fecha 7 de julio de 2016 GEMSA, GFSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de ON, simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron ON por un monto de U\$S 250 millones con vencimiento a 7 años. Las ON están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por Albanesi. El valor asignado a GEMSA es de U\$S 173 millones, a GFSA U\$S 7 millones (que han pasado a ser de GEMSA teniendo en cuenta la fusión entre GEMSA y GFSA) y a CTR U\$S 70 millones.

Las ON tienen la calificación B+ (Fitch ratings) / B3 (Moody's).

Las obligaciones negociables devengan un interés a una tasa fija en dólares de 9,625%. El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. El saldo por dicha ON al 13 de noviembre de 2017 asciende a U\$S 250 millones y correspondiente a CTR U\$S 70 millones.

Con fecha 24 de julio de 2017, CTR emitió, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase IV por un monto de capital total de ARS 291.1 millones por lo cual se suscribió una porción en efectivo y el remanente mediante un canje voluntario con las ON Clase III (CTR). Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 5%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en un único pago equivalente al 100% en la fecha de vencimiento es decir el 24 de julio de 2021.

Albanesi

Títulos de deuda

El 29 de diciembre de 2015, Albanesi emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase I por un monto de capital total de ARS 70 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el monto de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 5,50%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas consecutivas trimestrales: las dos primeras equivalen, cada una, al 30% del valor nominal de las obligaciones negociables mientras la tercera equivale al 40% restante de dicho valor. Sus correspondientes fechas de pago son en junio de 2017, septiembre de 2017 y diciembre de 2017. El saldo remanente al 13 de noviembre de 2017 asciende a ARS 0.4 millones producto de los canjes realizados con las ON Clase II y ON Clase III (ASA).

El 25 de octubre de 2016, Albanesi emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase II por un monto de capital total de ARS 220 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el monto de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 4%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas consecutivas trimestrales: las dos primeras equivalen, cada una, al 30% del valor nominal de las obligaciones negociables mientras la tercera equivale al 40% restante de dicho valor. Sus correspondientes fechas de pago son en abril de 2018, julio de 2018 y octubre de 2018. Al 13 de noviembre de 2017, el saldo por dicha ON asciende a ARS 25.8 millones producto del canje realizado con las ON Clase III (ASA).

El 15 de junio de 2017, Albanesi emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase III por un monto de capital total de ARS 255.8 millones por lo cual se suscribieron mediante un canje voluntario con las ON Clase I y las ON Clase II (ASA). Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el monto de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 4,25%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas consecutivas trimestrales: las dos primeras equivalen, cada una, al 30% del valor nominal de las obligaciones negociables mientras la tercera equivale al 40% restante de dicho valor. Sus correspondientes fechas de pago son en diciembre de 2020, marzo de 2021 y junio de 2021.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta nuestras obligaciones contractuales (sin incluir intereses) en base a los datos disponibles al 30 de septiembre de 2017, desglosadas por período anual. Los montos no incluyen los intereses futuros. Los montos en Pesos se convirtieron de dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor relativo a dólares estadounidenses publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de septiembre de 2017 de ARS 17,31 igual a USD 1,00.

	Total al 30 de Septiembre de 2017	al 30 Sep 2018	al 30 Sep 2019	al 30 Sep 2020	al 30 Sep 2021	al 30 Sep 2022	Más de 5 años
	(en miles de ARS)						
Deuda	8.521.424	846.220	949.713	1.573.754	882.661	4.199	4.264.877
Deuda contractual comercial(1)							
Siemens (GEMSA)	1.267.568	166.945	589.164	466.839	44.620	-	-
Daniel Ricca S.A. (CTR)	70.675	-	70.675	-	-	-	-
PWPS (GFSA)	207.720	-	-	-	51.930	51.930	103.860
Agrest (CTR)	1.904	-	1.904	-	-	-	-
Subtotal	1.547.867	166.945	661.744	466.839	96.550	51.930	103.860
Total	10.069.291	1.013.165	1.611.457	2.040.593	979.211	56.129	4.368.737

(1) Esta deuda consiste principalmente en deuda con nuestros proveedores.

Política de distribución

No hemos adoptado ni tenemos previsto adoptar ninguna política formal de distribución de dividendos. No hemos pagado dividendos correspondientes a los ejercicios fiscales 2013, 2014 y 2016. En abril de 2016, pagamos dividendos por un total de ARS 41.195 miles correspondientes al ejercicio fiscal 2015.

De conformidad con la legislación argentina en materia societaria, la declaración y el pago de dividendos anuales debe ser resuelto por los accionistas en la asamblea anual ordinaria. Comúnmente, aunque no necesariamente, el directorio presenta una recomendación no vinculante respecto del pago de dividendos.

Análisis de los riesgos de mercado

Estamos expuestos a riesgos de mercado principalmente en materia de tasa de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y precios de los commodities, lo cual podría tener un impacto negativo en el valor de nuestros activos y pasivos financieros o en nuestros ingresos. Ver la nota 4 a nuestros estados financieros combinados anuales auditados. A la fecha del presente Prospecto, no tenemos ningún tipo de instrumentos financieros derivados.

Riesgo por cambios en la tasa de interés

Al 30 de septiembre de 2017, teníamos una deuda financiera denominada en dólares estadounidenses de \$6.514.999 miles (USD 379.629 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del dólar estadounidense, luego de la repercusión del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente \$ 65.714 miles.

Riesgo por fluctuaciones en el tipo de cambio

Al 30 de septiembre de 2017, teníamos una deuda financiera denominada en dólares estadounidenses de ARS 6.571.377 miles (USD 379.629 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del dólar estadounidense, luego de la repercusión del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente ARS 65.714 miles.

Riesgo por cambios en el precio de los commodities

Durante el año 2016, los resultados de nuestros negocios vinculados a la generación de energía conformaban prácticamente la totalidad de todo nuestro EBITDA Ajustado. En virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener nuestro combustible, principalmente gas natural. En abril de 2016, la Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 41/2016 mediante la cual se dispuso un aumento en el precio del gas natural de aproximadamente un 80 %. La expectativa es que este aumento de precios tendrá un impacto negativo en nuestro EBITDA Ajustado derivado del marco regulatorio del programa Energía Plus. Actualmente no contamos con ningún tipo de cobertura frente a una baja en el precio de la energía o el gas. A diferencia de la Resolución SE 220/2007, en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, no trasladamos el costo del combustible a CAMMESA.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE GEMSA

Para mayor información sobre la perspectiva operativa y financiera de GEMSA, véase “*reseña y perspectiva operativa y financiera de GEMSA*” en el Prospecto.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE GENERACIÓN FRÍAS

Para mayor información sobre la perspectiva operativa y financiera de GFSA, véase “*reseña y perspectiva operativa y financiera de Generación Frías*” en el Prospecto.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE CTR

Para mayor información sobre la perspectiva operativa y financiera de CTR, véase “*reseña y perspectiva operativa y financiera de CTR*” en el Prospecto.

ACTIVIDAD COMERCIAL DE LAS CO-EMISORAS

Para mayor información sobre la actividad comercial de las co-emisoras, véase “*Actividad Comercial de las Co-Emisoras*” en el Prospecto.

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

Para mayor información sobre la industria eléctrica en argentina y su regulación, véase “*Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*” en el Prospecto.

DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Para mayor información sobre los directores y administradores, gerentes, asesores y miembros del órgano de fiscalización, véase “*Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” en el Prospecto.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

Para mayor información sobre los accionistas de las Co-Emisoras, véase “*Accionistas Principales*” en el Prospecto.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Para mayor información sobre transacciones con partes relaciones, ver la sección “*Transacciones con Partes Relacionadas*” del Prospecto.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (ESTADOS FINANCIEROS DE GENERACIÓN FRÍAS)

Para mayor información sobre transacciones con Generación Frías, ver la sección “*Transacciones con Partes Relacionadas (Estados Financieros de Generación Frías)*” del Prospecto.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (ESTADOS FINANCIEROS DE CTR)

Para mayor información sobre transacciones con Generación Frías, ver la sección “*Transacciones con Partes Relacionadas (Estados Financieros de CTR)*” del Prospecto.

DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ADICIONALES

Para mayor información sobre las Obligaciones Negociables véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” del Prospecto.

FORMA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ADICIONALES, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN

Certificados Globales

Las Obligaciones Negociables Adicionales se emitirán en forma escritural, y estarán representadas por dos Certificados Globales (los “Certificados Globales”), Las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas por este Prospecto serán plenamente fungibles con las Obligaciones Negociables Existentes, luego de la extinción de ciertas restricciones temporarias a para la venta de las Obligaciones Negociables Adicionales de acuerdo a la Ley de Títulos Valores. Durante este período de restricción, las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas tendrán números CUSIP y ISIN temporarios que serán informados en un aviso complementario a este Prospecto:

Certificado Global Conforme a la Regla 144^a – Obligaciones Negociables Existentes:

N° CUSIP: 36875L AA7
N° ISIN: US36875LAA70
N° Código Común: 145982146

Certificado Global Conforme a la Regulación S – Obligaciones Negociables Existentes:

N° CUSIP: P4621M AA3
N° ISIN: USP4621MAA38
N° Código Común: 145982154

Una vez emitidas, cada uno de los Certificados Globales serán depositados con el fiduciario en su carácter de custodio de DTC e inscritos a nombre de Cede & Co., en calidad de representante designado de DTC.

La titularidad del cobro sobre las Obligaciones Negociables Adicionales estará limitada a las personas que posean cuentas en DTC (los “participantes de DTC”) o a las personas que mantengan derechos a través de los participantes de DTC (incluidos Euroclear y Clearstream). Conforme a los procedimientos establecidos por DTC:

- una vez depositados los Certificados Globales con el custodio de DTC, DTC acreditará los porcentajes del monto de capital de los Certificados Globales en las respectivas cuentas de los participantes de DTC indicadas por los compradores iniciales; y
- la titularidad del derecho de cobro de las Obligaciones Negociables Adicionales constará en registros mantenidos por DTC (con respecto a los derechos de los participantes de DTC) y en los registros de los participantes de DTC (con respecto a otros titulares del derecho de cobro de las Obligaciones Negociables), y la transferencia de la titularidad de dichos derechos se efectuará únicamente a través de tales registros.

Los derechos de cobro sobre los Certificados Globales no podrán ser canjeados por certificados globales cartulares, salvo en los casos excepcionales especificados más adelante, en “Certificados Globales cartulares”.

La transferencia de los Certificados Globales y los derechos de cobro sobre ellos se encontrarán sujetos a ciertas restricciones establecidas en la sección “Restricciones a la Transferencia”.

Canjes entre Certificados Globales

Los derechos de cobro sobre un certificado global pueden canjearse, en general, por derechos sobre otro Certificado Global. Según si la transferencia se efectúa durante el período de 40 días a partir de la fecha de emisión original de las Obligaciones Negociables Adicionales o después de este, y según a qué Certificado Global se efectúe la transferencia, el fiduciario podrá exigirle al vendedor que presente ciertas certificaciones por escrito con el formato establecido en el Contrato de Fideicomiso Complementario.

Un derecho de cobro sobre un Certificado Global transferido a una persona que lo recibe por medio de otro Certificado Global estará sujeto, luego de la transferencia, a las restricciones a la transferencia y demás procedimientos aplicables a los derechos de cobro del otro Certificado Global.

Procedimientos escriturales para los Certificados Globales

Los derechos sobre los Certificados Globales estarán sujetos a las operaciones y los procedimientos de DTC, Euroclear y Clearstream. Los siguientes resúmenes de tales operaciones y procedimientos se ofrecen únicamente para comodidad de los inversores. Las operaciones y los procedimientos de cada sistema de liquidación se rigen por el sistema de liquidación mismo y pueden ser modificados en cualquier momento. Ni nosotros ni los compradores iniciales somos responsables por dichas operaciones o procedimientos.

DTC ha informado que es:

- una sociedad fiduciaria de objeto limitado constituida de conformidad con la Ley de Bancos de Nueva York,
- una “institución bancaria” según la definición establecida en la Ley de Bancos de Nueva York;

- miembro del Sistema de la Reserva Federal de Estados Unidos;
- una “sociedad de compensación” según la definición establecida en el Compendio de Leyes Comerciales de Nueva York (*New York Uniform Commercial Code*); y
- una “cámara de compensación” inscrita de conformidad con las disposiciones establecidas en el Artículo 17A de la Ley del Mercado de Valores.

DTC fue constituida con el objeto de mantener títulos valores en nombre de sus participantes y facilitar la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre sus participantes por medio de cambios escriturales electrónicos en las cuentas de sus participantes. Los participantes de DTC incluyen agentes y corredores bursátiles, incluidos los compradores iniciales; bancos y sociedades fiduciarias; sociedades de compensación; y otras organizaciones. El acceso indirecto al sistema de DTC también se encuentra disponible para otros participantes tales como bancos, agentes y corredores bursátiles y sociedades fiduciarias, quienes compensan o mantienen una relación de custodia con un participante de DTC, ya sea de manera directa o indirecta. Los inversores que no sean participantes de DTC pueden mantener en derecho de cobro de títulos valores mantenidos por DTC o en su nombre únicamente a través de participantes de DTC o de participantes indirectos de DTC (incluidos Euroclear y Clearstream).

Siempre que DTC o su representante designado sean los titulares registrados de un Certificado Global, DTC o el representante designado, según corresponda, será considerado el único titular o tenedor de las Obligaciones Negociables Adicionales representadas por el Certificado Global en cuestión a los efectos del Contrato de Fideicomiso Complementario. Con la excepción de lo establecido a continuación, los titulares de derechos de cobro sobre un Certificado Global:

- no tendrán derecho a que se registren a sus nombres las obligaciones negociables representadas por el Certificado Global;
- no recibirán ni tendrán derecho a recibir los certificados globales cartulares; y
- no se considerarán tenedores o titulares registrados de las Obligaciones Negociables Adicionales conforme al Contrato de Fideicomiso Complementario a ningún efecto, incluso con respecto al dictado de órdenes, instrucciones o aprobaciones al fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso Complementario.

Por consiguiente, los inversores titulares de un derecho de cobro sobre un Certificado Global deberán atenerse a los procedimientos de DTC para ejercer los derechos de los tenedores conforme al contrato (y, si el inversor no es participante o participante indirecto de DTC, deberá atenerse a los procedimientos del participante de DTC por medio del cual posee su derecho).

Los pagos de capital, prima, si la hubiera, e intereses sobre las Obligaciones Negociables Adicionales representadas por un Certificado Global serán efectuados por el fiduciario al representante designado de DTC en su carácter de titular registrado del Certificado Global. Ni nosotros ni el fiduciario tendremos responsabilidad alguna por el pago de sumas de dinero a los titulares de derechos de cobro sobre un Certificado Global, por ningún aspecto de los registros relacionados con dichos derechos ni de los pagos efectuados en virtud de tales derechos por parte de DTC, ni por el mantenimiento, la supervisión o la revisión de los registros de DTC relativos a dichos derechos.

Los pagos efectuados por participantes y participantes indirectos de DTC a los titulares de derechos de cobro sobre un Certificado Global se regirán por las instrucciones vigentes y las prácticas consuetudinarias y serán responsabilidad de dichos participantes o participantes indirectos y no de DTC, su representante designado o nuestra.

Las transferencias entre participantes de DTC se efectuarán de conformidad con los procedimientos de DTC y se liquidarán con fondos acreditables en el mismo día. Las transferencias entre participantes de Euroclear y Clearstream se efectuarán de la manera usual conforme a las respectivas normas y procedimientos operativos de dichos sistemas.

Las transferencias de mercado cruzado entre participantes de DTC, por un lado, y participantes de Euroclear o Clearstream, por el otro, serán efectuadas en DTC por medio de los participantes de DTC que actúan en carácter de depositarios de Euroclear y Clearstream. A los efectos de entregar o recibir derechos sobre certificados globales que mantengan en una cuenta de Euroclear o de Clearstream, los inversores deberán impartir instrucciones de transferencia a Euroclear o Clearstream, según corresponda, de conformidad con las normas y procedimientos del sistema correspondiente dentro de los plazos establecidos por dicho sistema. Si la operación cumple con sus requisitos de liquidación, Euroclear o Clearstream, según corresponda, impartirán instrucciones a sus respectivos depositarios de DTC a fin de tomar las medidas necesarias para efectuar la liquidación final entregando o recibiendo los derechos sobre los Certificados Globales pertinentes en DTC, y efectuando o recibiendo el pago. Los participantes de Euroclear o Clearstream no podrán impartir instrucciones directamente a los depositarios de DTC que actúen en nombre de Euroclear o de Clearstream.

Debido a las diferencias horarias, la cuenta de valores de un participante de Euroclear o de Clearstream que adquiere un derecho sobre un Certificado Global de un participante de DTC se acreditará el día hábil para Euroclear o Clearstream inmediatamente posterior a la fecha de liquidación de DTC. El efectivo recibido en Euroclear o Clearstream como resultado de la venta de derechos sobre Certificados Globales a un participante de DTC se recibirá por su valor en la fecha de liquidación de DTC, pero estará disponible en la cuenta de efectivo de Euroclear o Clearstream pertinente recién el día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC.

DTC, Euroclear y Clearstream han acordado los procedimientos precedentes a fin de facilitar las transferencias de derechos sobre los Certificados Globales entre los participantes de dichos sistemas de liquidación. No obstante, estos sistemas no tienen obligación alguna de ejecutar dichos procedimientos, los cuales pueden ser discontinuados o modificados en cualquier momento. Ni nosotros ni el fiduciario tendremos responsabilidad alguna por la ejecución por parte de DTC, Euroclear o Clearstream, o los participantes de sus participantes indirectos, de sus respectivas obligaciones conforme a las normas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Certificados Globales cartulares

Los derechos de usufructo sobre los Certificados Globales no podrán ser canjeados por certificados globales cartulares, excepto que:

- DTC nos notifique en cualquier momento que no desea o no puede continuar actuando como depositario de los Certificados Globales y no se designe un depositario sucesor dentro de los 90 días posteriores;
- DTC deje de estar inscrita como cámara de compensación conforme a la Ley del Mercado de Valores y no se designe un depositario sucesor dentro de los 90 días posteriores;
- a nuestra discreción, notifiquemos al fiduciario que optamos por emitir los certificados globales cartulares; o
- ocurran ciertos hechos establecidos en el Contrato de Fideicomiso Complementario, incluido el acaecimiento y continuación de un hecho de incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables Adicionales, y el tenedor haya solicitado el canje.

En todos los casos, los certificados globales cartulares entregados a cambio de un Certificado Global serán registrados a los nombres solicitados por el depositario y emitidos en las denominaciones aprobadas, e incluirán una leyenda que especifique las restricciones a la transferencia aplicables a ese Certificado Global en particular.

Para mayor información sobre los agentes de pago y los agentes de transferencia de certificados globales cartulares, ver la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables Adicionales —Agentes de Pago y Transferencia y Autoridades de Registro”

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

Para consultar sobre tratamiento impositivo, véase la sección “*Tratamiento Impositivo*” del Prospecto.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN Y ADJUDICACIÓN DE LOS TÍTULOS

Credit Suisse Securities (USA) LLC J.P. Morgan Securities LLC y UBS Securities LLC actúan como Coordinadores Globales y Coordinadores Conjuntos de la Recepción de Ofertas (conjuntamente, los “Colocadores”). JP Morgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires, Banco Hipotecario S.A., BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. y Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. actuarán como agentes colocadores de Argentina (los “Agentes Colocadores de Argentina”). Conforme a los términos y condiciones establecidos en el contrato de colocación internacional celebrado en la fecha del presente Prospecto, hemos acordado vender a los Colocadores, y los Colocadores han acordado de manera individual, y no solidariamente, adquirir de nosotros, Obligaciones Negociables Adicionales por el monto de capital indicado a continuación al lado del nombre de cada Colocador.

Los Colocadores ofrecerán las Obligaciones Negociables Adicionales, sujetas a su venta previa, cuando sean emitidas conforme al contrato de venta, de la manera en que se emitan, si se las emitiera y si así las aceptaran los Colocadores. El contrato de colocación internacional establece que las obligaciones de los Colocadores de adquirir las Obligaciones Negociables Adicionales se encuentran sujetas a la aprobación de ciertas cuestiones legales por parte de sus abogados y a otras condiciones allí establecidas. De conformidad con los términos y condiciones del contrato de colocación internacional, los Colocadores han acordado de manera individual, y no solidariamente, adquirir la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables Adicionales en el caso de que se compre alguno. Asimismo, el contrato de colocación internacional establece que si un Colocador no cumple con sus obligaciones, podrán aumentarse los compromisos de compra de los Colocadores cumplidores o podrá extinguirse la oferta. Los Colocadores se reservan el derecho a retirar, cancelar o modificar las ofertas a los inversores y a rechazar órdenes total o parcialmente.

Los Colocadores proponen ofrecer inicialmente la suma de capital de las Obligaciones Negociables Adicionales al precio de oferta que consta en la portada del presente Prospecto. Luego de la oferta inicial, el precio de oferta podrá ser modificado en cualquier momento sin notificación previa.

La oferta de las Obligaciones Negociables Adicionales comprende (i) una oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales efectuada a través de los Agentes Colocadores de Argentina (la “Oferta Local”) y (ii) una oferta fuera de Argentina a “compradores institucionales calificados” (tal como los define la Regla 144A) (“CIC”) en virtud de la Regla 144A y a personas no estadounidenses en virtud de la Regulación S según la Ley de Títulos Valores efectuada por los Colocadores (la “Oferta Internacional”).

Ni las Obligaciones Negociables Adicionales, ni la Garantía han sido registradas ni se registrarán bajo la Ley de Títulos Valores y no se podrán ofrecer ni vender dentro de Estados Unidos, ni a personas estadounidenses, ni en nombre o beneficio de ellas, con la excepción de inversores calificados conforme a la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores y personas mediante operaciones en el exterior conforme a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores, y a personas no estadounidenses fuera de Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables Adicionales vendidas a tenedores institucionales calificados conforme a la Regla 144A estarán representadas por uno o más Certificados Globales, y las Obligaciones Negociables Adicionales vendidas fuera de Estados Unidos a personas no estadounidenses conforme a la Regulación S estarán representadas por uno o más Certificados Globales. Las Obligaciones Negociables Adicionales se encontrarán sujetas a restricciones a su transferencia e incluirán leyendas restrictivas. Ver la sección “Restricciones a la Transferencia”.

Se presentará una solicitud a la Bolsa de Valores de Luxemburgo para que las Obligaciones Negociables Adicionales se listen en la Lista Oficial de dicha bolsa y se negocien en su Mercado Euro MTF. Ya se ha solicitado a la BCBA para que se listen en el BYMA y al MAE para que se negocien en dicho mercado. No obstante, no se puede asegurar que dichas solicitudes sean aceptadas.

Hemos acordado mantener indemnes a los Colocadores y sus afiliadas contra ciertas obligaciones, incluidas las obligaciones emergentes de la Ley de Títulos Valores, o aportar pagos que los Colocadores o sus afiliadas deban efectuar con respecto a dichas obligaciones.

No se inscribirán las Obligaciones Negociables Adicionales

Las Obligaciones Negociables Adicionales no han sido inscritas ni se inscribirán conforme a la Ley de Títulos Valores ni a ninguna ley estadual en materia de títulos valores y no se podrán ofrecer ni vender dentro de Estados Unidos, ni a personas estadounidenses, ni en nombre o beneficio de ellas (según se las define en la Regulación S), excepto en virtud de operaciones exentas de inscripción o no sujetas a los requisitos de inscripción conforme a la Ley de Títulos Valores. Ver la sección “Restricciones a la Transferencia”.

Asimismo, hasta que transcurran 40 días del comienzo de la oferta de las Obligaciones Negociables Adicionales, la oferta o venta de Obligaciones Negociables Adicionales dentro de Estados Unidos por parte de cualquier agente o corredor (participe o no de esta emisión de Obligaciones Negociables) podría constituir una violación de los requisitos de inscripción establecidos en la Ley de Títulos Valores si dicha oferta o venta se efectúa de manera distinta a la establecida en la Regla 144A.

Nueva emisión de Obligaciones Negociables Adicionales

Las Obligaciones Negociables Adicionales constituirán una nueva emisión de títulos valores sin un mercado de operaciones establecido. No pretendemos solicitar la cotización de las Obligaciones Negociables Adicionales en ninguna bolsa de valores de Estados Unidos ni en ningún sistema automatizado de cotizaciones de ningún corredor. Los Colocadores nos han informado que su intención actual consiste en crear un mercado para las Obligaciones Negociables Adicionales una vez finalizada la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales. No obstante, no se encuentran obligados a hacerlo y podrán discontinuar las actividades de creación del mercado en cualquier momento sin notificación previa.

Si bien se presentará una solicitud para listar las Obligaciones Negociables Adicionales en el listado oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y para negociarlas en el Mercado Euro MTF, no podemos garantizar que se desarrolle un mercado líquido o activo de listado abierto para las Obligaciones Negociables Adicionales o que, si se desarrolla, continuará existiendo. Si no se desarrolla o subsiste un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables Adicionales, su precio de mercado y liquidez podrían verse afectados negativamente. De negociarse, las Obligaciones Negociables Adicionales podrían ser negociadas con un descuento de su precio de oferta, según las tasas de interés vigentes, el mercado de valores similares, nuestro rendimiento, las condiciones económicas generales y otros factores.

Prohibición de la venta de títulos similares

Hemos acordado que, durante un plazo de 90 días a partir de la fecha del presente Prospecto, no venderemos, ofreceremos, contraeremos ni otorgaremos opciones de venta, prendaremos, transferiremos o estableceremos una “posición de venta equivalente” abierta según la definición establecida en la Regla 16a-1 de la Ley del Mercado de Valores, ni enajenaremos de manera alguna, transferiremos, anunciaremos la oferta, ni presentaremos declaración de inscripción alguna conforme a la Ley de Títulos Valores con respecto a títulos de deuda de las Co-Emisoras o del Garante, o garantizados por ellos, o a títulos valores canjeables por títulos de deuda de las Co-Emisoras o del Garante en los mercados de capitales internacionales, o convertibles en ellos, distintas de la oferta y venta de las Obligaciones Negociables Adicionales y/o Obligaciones Negociables Existentes, de manera directa o indirecta, sin el consentimiento previo por escrito de los compradores iniciales. Este acuerdo de *lockup* se aplica a los títulos de deuda y a todo título convertible en títulos de deuda, canjeable por ellos, o que pueda ejercerse a cambio de ellos.

Liquidación

Estimamos que la entrega de las Obligaciones Negociables Adicionales se hará contra su pago en la fecha especificada en la portada del presente Prospecto o cerca de ella, que será, como mínimo, el quinto día hábil posterior a la fecha de fijación del precio de las Obligaciones Negociables Adicionales (dicho ciclo de liquidación, “T+ 5”), pero podrá ser posterior. De conformidad con la Regla 15c6-1 de la Comisión de Valores de Estados Unidos en virtud de la Ley del Mercado de Valores, las operaciones en el mercado secundario deben liquidarse generalmente en el plazo de tres días hábiles, excepto que las partes de la operación acuerden expresamente lo contrario. Por consiguiente, dado que las Obligaciones Negociables Adicionales se liquidarán inicialmente luego de T+ 5, los compradores que deseen operar Obligaciones Negociables Adicionales con anterioridad a su fecha de entrega en virtud del presente deberán especificar arreglos alternativos de liquidación al momento de la operación a fin de evitar una liquidación fallida.

Estabilización de precios y posiciones cortas

En relación con la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales, los Colocadores podrán comprar y vender Obligaciones Negociables en el mercado abierto. Las compras y ventas efectuadas en el mercado abierto podrán incluir ventas al descubierto, compras para cubrir posiciones cortas sindicadas y compras de estabilización, según se las describe a continuación:

- las ventas al descubierto comprenden ventas efectuadas en el mercado secundario por parte de los Colocadores de una cantidad de Obligaciones Negociables mayor a la que deben adquirir en virtud de esta emisión de Obligaciones Negociables;
- las operaciones sindicadas de cobertura comprenden compras de Obligaciones Negociables efectuadas en el mercado abierto una vez finalizada la distribución para cubrir las posiciones cortas; y
- las operaciones de estabilización comprenden ofertas de compra de Obligaciones Negociables a los efectos de vincular, fijar o mantener el precio de las Obligaciones Negociables, siempre que las ofertas de estabilización no superen un máximo determinado.

Las compras efectuadas con el objeto de cubrir posiciones cortas sindicadas y las compras de estabilización, así como otras compras efectuadas por los Colocadores para sus propias cuentas, pueden evitar o demorar una baja del precio de mercado de las Obligaciones Negociables. Asimismo, pueden hacer que el precio de las Obligaciones Negociables sea superior al precio que prevalecería en el mercado abierto de no mediar dichas operaciones. Los Colocadores podrán llevar a cabo estas operaciones en el mercado abierto o de otra manera, pero no tienen obligación alguna de hacerlo. Si los Colocadores comenzaran a realizar cualquiera de estas operaciones, podrán discontinuarlas en cualquier momento.

Toda operación de estabilización, cobertura o sobre adjudicación se encontrará sujeta a los límites impuestos por las leyes y normativa aplicables, incluidas las normas de la CNV.

Otras relaciones

Algunos de los Colocadores, los Agentes Colocadores de Argentina y sus respectivas afiliadas han llevado a cabo, y podrán llevar a cabo en el futuro, negocios de banca de inversión y otros negocios comerciales en el curso ordinario de sus actividades con nosotros y/o nuestras afiliadas. En consecuencia, han recibido, o podrán recibir en el futuro, los honorarios, intereses y comisiones habituales de estas operaciones.

Además, en el desenvolvimiento normal de las actividades comerciales, los colocadores y sus afiliados podrán hacer o mantener una amplia variedad de inversiones, deuda comercial activa, títulos de participación de deuda privada (u otros títulos de participación derivados) e instrumentos financieros (incluyendo préstamos bancarios) por cuenta propia o por cuenta de sus clientes. Dichas inversiones y actividades relacionadas con sus títulos de participación podrán incluir a los títulos y/o instrumentos nuestros o de nuestros afiliados. Si alguno de los colocadores o sus afiliados posee una relación de préstamo con nosotros habitualmente nos cubren, o podrán cubrir, su riesgo crediticio de modo consistente con sus políticas de administración de riesgo habituales. Por lo general, estos colocadores y sus afiliados cubrirán su riesgo al celebrar transacciones que consisten tanto en la compra de canjes de créditos en mora o la creación de posiciones cortas en nuestros títulos de participación, Cualquiera de estos canjes de créditos en mora o posiciones cortas podrían afectar de modo negativo los precios de comercialización futuros de las obligaciones negociables que se ofertan en este documento. Los colocadores y sus afiliados podrán también recomendar inversiones y/o publicar o expresar puntos de vista de investigaciones independientes de dichos títulos de deuda o instrumentos financieros y podrán mantener o recomendarle a los clientes que adquieran, las posiciones largas y/o cortas en tales títulos o instrumentos. Además, los colocadores y/o sus afiliados son o podrán ser prestamistas, y en algunos casos agentes o gerentes de los prestamistas en virtud de líneas de créditos que nos faciliten.

Según se explica en la sección “Destino de los Fondos”, pretendemos destinar el producido neto de esta emisión de Obligaciones Negociables Adicionales en parte a la refinanciación de pasivos.

De acuerdo a lo previsto por el Artículo 11, Sección III, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (según fueran modificadas por la R.G. 662/2016), las Co-Emisoras han sido calificadas como “Emisoras Frecuentes” por lo que podrá reducirse el período de difusión pública de las Obligaciones Negociables Adicionales a 1 (un) solo Día Hábil.

Oferta internacional

Las Obligaciones Negociables Adicionales serán colocadas fuera de Argentina por medio de una oferta realizada de conformidad con las leyes de las jurisdicciones correspondientes en virtud de las exenciones a los requisitos de inscripción u oferta pública.

Las Obligaciones Negociables Adicionales serán ofrecidas fuera de Argentina por de los documentos de la oferta en idioma inglés. Las Co-Emisoras y los colocadores celebrarán el contrato de colocación internacional descrito a continuación. Los Colocadores han implementado, fuera de Argentina, diversos métodos de comercialización consistentes con prácticas internacionales para la colocación de títulos en transacciones comparables (incluyendo, entre otras, giras de presentación, conferencias telefónicas globales o individuales, reuniones individuales o grupales, y la distribución del Prospecto), y también pueden ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas calificadas. La colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables Adicionales se realizarán a través de un proceso de *book-building* (*formación de libros*). Una vez completado dicho proceso, los Colocadores registrarán las declaraciones de interés presentadas por los inversores y los Agentes Colocadores, fuera y dentro de Argentina, respectivamente, en un registro electrónico mantenido en Nueva York, de conformidad con las prácticas comunes y las normas aplicables descritas en mayor detalle en la sección “Colocación y Adjudicación”, a continuación.

Por un plazo de 40 días contados desde el comienzo de esta oferta, cualquier oferta o venta de Obligaciones Negociables Adicionales realizada dentro de los Estados Unidos por un operador de bolsa (independientemente de que haya o no participado de la Oferta) puede violar los requisitos de registro establecidos en la Ley de Títulos Valores, a menos que dicho operador de bolsa realice la oferta o venta de conformidad con la Regla 144A u otra exención de registro disponible de conformidad con la Ley de Títulos Valores.

Oferta Local

Las Obligaciones Negociables Adicionales serán colocadas en Argentina por medio de una oferta que cumplirá con todos los requisitos de una oferta pública, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales de Argentina, las normas de la CNV y las demás leyes argentinas aplicables. La Oferta Local será realizada por medio del presente Prospecto.

Las Co-Emisoras y los Agentes Colocadores celebrarán un contrato de colocación internacional descrito a continuación.

Los Agentes Colocadores de Argentina solo podrán solicitar o recibir Declaraciones de Interés (según se define a continuación) de inversores que sean residentes de Argentina y los beneficiarios definitivos de las Obligaciones Negociables adquiridas a través de la Oferta Local deberán ser residentes de Argentina.

Colocación y Adjudicación

Esfuerzos de colocación

Las Co-Emisoras y los Agentes Colocadores de Argentina lanzarán esfuerzos de comercialización y ofrecerán las Obligaciones Negociables Adicionales por medio de una oferta pública realizada en Argentina de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales, las normas de la CNV y las demás leyes argentinas aplicables, incluyendo, entre otras, el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV. Las Co-Emisoras y los colocadores también lanzarán iniciativas de comercialización para la colocación de las Obligaciones Negociables con inversores fuera de Argentina, de conformidad con las leyes vigentes en las jurisdicciones correspondientes.

Las iniciativas de colocación consistirán en diversos métodos y actividades de comercialización comúnmente implementados en transacciones de este tipo. Dichos esfuerzos de comercialización pueden incluir: (i) giras de presentación internacionales y/o locales con inversores institucionales; (ii) conversaciones telefónicas con inversores institucionales, en las que estos tendrán la oportunidad de formular preguntas sobre nuestras operaciones y las obligaciones negociables; (iii) giras de presentación electrónicas; (iv) la publicación de un resumen del presente Prospecto (que contendrá información substancialmente similar a la contenida en el presente prospecto) en el boletín del BYMA a través del sitio web del BCBA (www.bolsar.com) y la publicación de otras notificaciones en periódicos y boletines; (v) la distribución (electrónica o en soporte físico) del Prospecto en Argentina y de los documentos de la oferta en idioma inglés fuera de la Argentina; y (vi) la puesta a disposición

de los inversores de copias en soporte físico del Prospecto y de los documentos de la oferta en idioma inglés en las sedes de los colocadores.

Book-Building (“Formación de Libros”)

La presente oferta se destina únicamente a inversores calificados que se encuentren dentro de las categorías indicadas en el Artículo 12, Sección II del Capítulo VI, Título II de las Normas de la CNV.

La colocación de las Obligaciones Negociables Adicionales se realizará de conformidad con el proceso de *book-building* (“Formación de Libros”) implementado por los Colocadores y los Agentes Colocadores de Argentina.

Los inversores calificados interesados en adquirir las Obligaciones Negociables Adicionales deberán presentar declaraciones de interés en las que especifiquen el monto de capital de Obligaciones Negociables que deseen adquirir, el cual no podrá ser menor a USD 150.000 y deberá ser expresado en múltiplos enteros de USD 150.000, al igual que cualquier otro requisito requerido por los Agentes Colocadores que sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas manifestaciones de interés irrevocables (cada una, una “Declaración de Interés”)

Tal como se describe más adelante, los Colocadores registrarán las Declaraciones de Interés recibidas de los inversores y de JP Morgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires, fuera y dentro de Argentina, respectivamente, en un registro electrónico mantenido en la Ciudad de Nueva York, de conformidad con las prácticas habituales para este tipo de oferta internacional en los Estados Unidos de América y las reglas aplicables de conformidad con el Artículo 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV.

Sujeto a lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales, las normas de la CNV y las demás leyes y reglamentos aplicables, y de conformidad con las obligaciones de transparencia, las Co-Emisoras, los Agentes Colocadores de Argentina y los Colocadores se reservan el derecho de rescindir la oferta en cualquier momento de conformidad con las leyes aplicables, y de rechazar, total o parcialmente, cualquier Declaración de Interés que presente errores u omisiones, o no cumpla con las leyes aplicables, y a no adjudicar las obligaciones negociables solicitadas por un inversor en su Declaración de Interés o adjudicar una cantidad menor a la solicitada, de conformidad con los procesos de adjudicación establecidos a continuación. Asimismo, los Colocadores y los Agentes Colocadores de Argentina se reservan el derecho de rechazar Declaraciones de Interés como resultado del incumplimiento de los requisitos establecidos en las normas contra el lavado de dinero.

Periodo de Oferta

En Argentina, las Declaraciones de Interés deben ser entregadas por los Agentes Colocadores de Argentina a JP Morgan Chase Bank N.A., Sucursal Buenos Aires, quien las presentará a su vez a los Colocadores de conformidad con los procedimientos determinados por estos.

Solo podrán presentarse Declaraciones de Interés durante el período que será informado mediante un aviso de suscripción (en adelante se hará referencia a dicho periodo como el “Periodo de Oferta”, el día final de este período “Día de Colocación y a la fecha y hora de vencimiento del Periodo de Oferta como la “Fecha Límite para la Presentación de Declaraciones de Interés”). Una vez alcanzada la Fecha Límite para la Presentación de Declaraciones de Interés no se registrarán nuevas Declaraciones de Interés en el registro electrónico.

Entre las 13:00 y las 16:00 (hora de Buenos Aires) de la Fecha de Adjudicación, los Colocadores registrarán en el registro electrónico todas las Declaraciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite para la Presentación de Declaraciones de Interés y luego cerrarán el registro electrónico (la fecha y hora exactas de registro efectivo de la Declaración de Interés en el registro electrónico y el cierre del registro electrónico serán determinados por los colocadores, a su entera discreción, dentro del rango antes descripto) (la “Fecha límite del Registro”). Las Declaraciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite para la Presentación de Declaraciones de Interés no serán vinculantes y podrán ser retiradas o modificadas hasta la Fecha Límite del Registro. De conformidad con las disposiciones del Artículo 7, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV los inversores pueden renunciar a su derecho de ratificar expresamente sus Declaraciones de Interés desde la Hora de Cierre del Registro. Por lo tanto, todas las Declaraciones de Interés no retiradas o modificadas a la Hora de Cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas en los términos correspondientes (con las modificaciones pertinentes) efectivas desde la Fecha Límite del Registro, sin necesidad de que el inversor realice ninguna acción adicional.

Adjudicación

En la Fecha de Adjudicación, tras el cierre del registro electrónico por los Colocadores, las Co-Emisoras y los Colocadores determinarán: (i) el precio de emisión, (ii) la fecha de emisión y (iii) el monto de las Obligaciones Negociables Adicionales a emitir, en función de las ofertas recibidas y de conformidad con el proceso de *book-building* (*formación de libros*).

Asimismo, tras la adjudicación definitiva de las Obligaciones Negociables Adicionales en la Fecha de Adjudicación, las Co-emisoras publicarán un aviso de Resultados en donde se anuncien los resultados de la colocación de las Obligaciones Negociables en la página web de la CNV y, lo antes posible a partir de ese momento, en el Boletín del BYMA a través del sitio web del BCBA (www.bolsar.com) y el Boletín electrónico del MAE a través de su sitio web (www.mae.com.ar). Dicho aviso especificará el monto de las Obligaciones Negociables a emitir, el precio de emisión y la fecha de emisión.

Modificación, Suspensión y/o Prórroga

El Periodo de Oferta original podrá ser modificado, suspendido o prorrogado antes del vencimiento del plazo original, por medio de un comunicado público. Ni las Co-Emisoras, ni los Agentes Colocadores de Argentina, ni los Colocadores serán responsables por la modificación, suspensión o prórroga del Periodo de Oferta o la Fecha de Adjudicación, y aquellos inversores que hayan presentado una Declaración de Interés no tendrán derecho a percibir compensación alguna como resultado de dicha modificación, suspensión o prórroga. En caso de que la Fecha de Adjudicación sea finalizada o revocada, o se tome la decisión de no emitir las Obligaciones Negociables o no continuar con la oferta, todas las Declaraciones de Interés recibidas quedarán sin efecto en forma automática.

En caso de que el Periodo de Oferta sea suspendido o prorrogado, los inversores que hayan presentado Declaraciones de Interés durante dicho periodo podrán, a su entera discreción y sin ser pasibles de penalidad alguna, retirar dichas Declaraciones de Interés en cualquier momento durante el periodo de suspensión o el nuevo Periodo de Oferta prorrogado.

Rechazo de Declaraciones de Interés; Terminación de la Oferta

Las Declaraciones de Interés podrán ser rechazadas cuando contengan errores u omisiones que hagan su procesamiento indebidamente oneroso o impidan su procesamiento en el sistema, o cuando no cumplan con las leyes aplicables según se describe en mayor detalle a continuación.

Aquellos inversores que hayan presentado Declaraciones de Interés deberán entregar a los Agentes Colocadores de Argentina o a los Colocadores toda la información y la documentación que estos puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones relacionadas con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas. En caso que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Agentes Colocadores de Argentina y los Colocadores podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Declaración de Interés correspondiente.

Las Co-Emisoras, los Agentes Colocadores de Argentina y los Colocadores se reservan el derecho de rechazar cualquier Declaración de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellos relacionados con la prevención del lavado de activos, como los emitidos por la UIF, la CNV o el BCRA, así como cualquier reglamentación aplicable a títulos valores. Cualquier decisión de rechazar una Declaración de Interés se tomará teniendo en cuenta el principio de tratamiento justo entre los inversores.

Cualquier modificación de los procesos aquí descritos será publicada por un día hábil en la página web de la CNV y en el boletín oficial del BYMA, al igual que en el boletín electrónico del MAE.

Las Co-Emisoras podrán declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables Adicionales durante el Periodo de Oferta o inmediatamente después de su finalización cuando: (i) no se hayan recibido Declaraciones de Interés o todas las Declaraciones de Interés recibidas hayan sido rechazadas; (ii) las Declaraciones de Interés representen un monto de las Obligaciones Negociables Adicionales que no justifique razonablemente su emisión; (iii) tomando en cuenta la ecuación económica resultante, la emisión de las Obligaciones Negociables no resulte redituable para las Co-Emisoras; (iv) se produzcan cambios substanciales adversos en los mercados financieros internacionales y/o los mercados de capitales locales o internacionales, o en

la condición general de las Co-Emisoras y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas económicas o financieras, o la situación crediticia de las Co-Emisoras, de forma que la emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales descrita en el presente Prospecto no sea recomendable; o (v) los inversores no hayan cumplido con las leyes o reglamentaciones relacionados con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNV y el BCRA. Asimismo, la oferta de Obligaciones Negociables podrá ser dejada sin efecto de conformidad con los términos y condiciones de los contratos de compra celebrados con los Colocadores y los Agentes Colocadores de Argentina.

Procesos de Adjudicación

Las Co-Emisoras esperan colocar las Obligaciones Negociables Adicionales principalmente entre compradores institucionales internacionales y argentinos, incluyendo, entre otros, fondos de inversión, fondos de pensiones, compañías de seguro, instituciones financieras, corredores de bolsa y administradores de cuentas de bancos privados. Se otorgará preferencia a las Declaraciones de Interés de inversores que, en términos generales, mantengan posiciones de largo plazo en títulos del mismo tipo que las Obligaciones Negociables Adicionales, lo que aumentará las probabilidades de que el mercado secundario de las Obligaciones Negociables se beneficie de una base de inversores estable que pueda comprender el riesgo crediticio y que tenga intenciones de mantener posiciones de largo plazo sobre las Obligaciones Negociables Adicionales. Esto, a su vez, ayuda a crear un valor de referencia para las Obligaciones Negociables, y las Co-Emisoras esperan que eso facilite su acceso a los mercados de capitales internacionales en el futuro.

Específicamente, se otorgará preferencia a las Declaraciones de Interés presentadas por inversores institucionales, inversores regulados o instituciones financieras internacionales.

Los criterios aplicados para la adjudicación de Obligaciones Negociables entre los inversores se basarán, entre otras cosas, en las transacciones internacionales anteriores de los inversores que incluyan emisores en mercados emergentes, la magnitud de la Declaración de Interés, el interés del inversor en el perfil crediticio de las Co-Emisoras y la solvencia del inversor.

Las Co-Emisoras no pueden asegurar a los inversores que recibirán una adjudicación como resultado de la presentación de Declaraciones de Interés ni que, en caso de recibir una adjudicación, recibirán el monto total de Obligaciones Negociables solicitado, ni que la proporción del monto de Obligaciones Negociables solicitado adjudicado a dos inversores que hayan presentado Declaraciones de Interés idénticas sea el mismo.

Liquidación

La liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales se llevará a cabo el día de la emisión de las obligaciones negociables, que será el día que se informe en el Aviso de Resultados. Todas las Obligaciones Negociables Adicionales serán suscriptas por los inversores en la fecha de emisión o con anterioridad a esa fecha en dólares estadounidenses por transferencia bancaria a una cuenta fuera de la Argentina que los Colocadores y/o por los Agentes Colocadores de Argentina indicará de conformidad con las prácticas tradicionales del mercado. En caso de que el inversor no suscriba (de modo total o parcial) las obligaciones negociables antes de las 23 hs. (hora de Buenos Aires) en el día de emisión de las obligaciones negociables, es decir que no integre el monto correspondiente en dólares estadounidenses, perderá inmediatamente el derecho a recibir la obligación negociable adjudicada pero pendiente de suscripción.

Gastos de Emisión

Se estima que los gastos totales de la emisión serán de hasta \$ 22.598.336 (Pesos veintidós millones quinientos noventa y ocho mil trescientos treinta y seis), conforme al siguiente detalle:

Concepto	Monto (en ARS)	Incidencia sobre el monto a emitir
Comisiones de los Agentes Colocadores y Organizadores:	9.055.800	0,60 %
Honorarios legales:	6.370.650	0,42 %
Honorarios de la Calificadora de Riesgo:	1.300.455	0,09 %
Honorarios de Auditores:	1.930.500	0,13 %
Aranceles CNV:	877.500	0,06 %
Aranceles BYMA/ MAE/ CVSA	177.090	0,01 %
Otros costos varios (publicaciones en medio de difusión, etc.):	2.910.738	0,19 %
Total:	22.598.336	1,50 %

Los gastos antes mencionados no incluyen IVA y fueron calculados sobre el estimado de una colocación de U\$S 86.000.000 (Dólares Estadunidenses ochenta y seis millones).

Los gastos totales de la emisión estarán a cargo de las Co-Emisoras en proporción y según el porcentaje que reciba cada una del producido de las Obligaciones Negociables Adicionales, es decir, GEMSA afrontará el 90%, y CTR el 10% de los gastos y comisiones de la emisión.

Notificación para los inversores potenciales del Espacio Económico Europeo

En relación con cada estado miembro del Espacio Económico Europeo que haya implementado la Directiva sobre Prospectos (cada uno de ellos, un “estado miembro relevante”), los Colocadores han manifestado y acordado que desde la fecha de implementación de la Directiva sobre Prospectos en el estado miembro relevante inclusive, no han efectuado ni efectuarán ofertas de las Obligaciones Negociables Adicionales sujetos a la oferta contemplada en el presente Prospecto al público de dicho estado miembro distintas de:

- ofertas a cualquier persona jurídica que constituya un inversor calificado según se los define en la Directiva sobre Prospectos;
- ofertas a menos de 100 o, si el estado miembro relevante ha implementado la disposición relevante de la Directiva Modificatoria de la DP de 2010, 150 personas físicas o jurídicas (sin contar los inversores calificados según se los define en la Directiva sobre Prospectos), conforme a lo permitido por la Directiva sobre Prospectos, siempre que previamente se haya obtenido el consentimiento de los representantes para la oferta respectiva; o
- en cualquier otra circunstancia dentro del alcance del Artículo 3(2) de la Directiva sobre Prospectos,

con la aclaración de que dicha oferta de Obligaciones Negociables Adicionales no requerirá que las Co-Emisoras, el Garante ni ninguno de los Colocadores publique un prospecto en virtud del Artículo 3 de la Directiva sobre Prospectos.

Se considerará que los tenedores de las Obligaciones Negociables a los que se refiere el presente Prospecto ubicados en un estado miembro relevante han manifestado, reconocido y acordado que constituyen “inversores calificados” según se los define en la Directiva sobre Prospectos.

A los fines de la presente disposición, la expresión “oferta de las Obligaciones Negociables al público” en relación con cualquier Obligación Negociable en cualquier estado miembro relevante significa la comunicación bajo cualquier forma y por cualquier medio de información suficiente sobre los términos de la oferta y las Obligaciones Negociables que se ofrecerán para permitir a un inversor tomar una decisión sobre la compra o suscripción de dichas Obligaciones Negociables, con las variaciones de esa expresión que puedan producirse en dicho estado miembro en virtud de cualquier medida mediante la cual se implemente la Directiva sobre Prospectos.

La expresión “Directiva sobre Prospectos” se refiere a la Directiva 2003/71/CE (y sus modificaciones, incluida la Directiva Modificatoria de la DP de 2010, con el alcance implementado en el estado miembro relevante) e incluye cualquier medida de implementación relevante en el estado miembro relevante, y la expresión “Directiva Modificatoria de la DP de 2010” se refiere a la Directiva 2010/73/UE.

Los Colocadores de las Obligaciones Negociables Adicionales no han autorizado ni autorizan la realización de ofertas de Obligaciones Negociables en su nombre por medio de intermediarios financieros, con la excepción de las ofertas efectuadas por los Colocadores a los efectos de la colocación final de las Obligaciones Negociables contemplada en el presente Prospecto. Por consiguiente, ningún adquirente de Obligaciones Negociables Adicionales distinto de los Colocadores se encuentra autorizado a ofrecer las Obligaciones Negociables en nombre de los Colocadores.

Notificación para los inversores potenciales de Hong Kong

Solo podrán ofrecerse y colocarse las Obligaciones Negociables Adicionales en Hong Kong por medio de un documento (i) que se otorgue en circunstancias que no constituyan una oferta al público según se la define en la Ordenanza sobre Sociedades (Cap. 32, Leyes de Hong Kong), (ii) dirigido a “inversores profesionales” según se los define en la Ordenanza sobre Títulos Valores y Futuros (Cap. 571, Leyes de Hong Kong) y en las normas establecidas en virtud de ésta, o (iii) en otras circunstancias que no tornen el documento en un “prospecto” según se lo define en la Ordenanza sobre Sociedades (Cap. 32, Leyes de Hong Kong), y no se podrá emitir, ni dejar en posesión de una persona para su emisión, ninguna publicidad, invitación o documento relativo a las Obligaciones Negociables (en todos los casos, ya sea en Hong Kong o en otro lugar) que se encuentre dirigido al público de Hong Kong o cuyos contenidos puedan ser accedidos o leídos por dicho público (salvo en la medida de lo permitido conforme a las leyes vigentes en Hong Kong), excepto con respecto a Obligaciones Negociables que se transfieran o se pretenda transferir únicamente a personas fuera de Hong Kong o únicamente a “inversores profesionales” según se los define en la Ordenanza sobre Títulos Valores y Futuros (Cap. 571, Leyes de Hong Kong) y en las normas establecidas en virtud de ésta.

Notificación para los inversores potenciales de Japón

Las Obligaciones Negociables ofrecidas por medio del presente Prospecto no han sido registradas conforme a la Ley de Títulos Valores y Mercado de Valores de Japón. Las Obligaciones Negociables Adicionales no han sido ni serán ofrecidas ni colocadas, directa o indirectamente, en Japón ni a ningún residente de Japón directamente o en su nombre, salvo (i) en virtud de una exención de los requisitos de inscripción establecidos en la Ley de Títulos Valores y Mercado de Valores y (ii) conforme a cualquier otra disposición aplicable en virtud de las leyes japonesas.

Notificación para los inversores potenciales de los Países Bajos

Las Obligaciones Negociables Adicionales no han sido ni serán ofrecidas ni colocadas, directa o indirectamente, en los Países Bajos a personas que no sean inversores calificados (*gekwalificeerde beleggers*) según se los define en el Artículo 1:1 de la Ley de Supervisión Financiera de 2006 (*Wet op het financieel toezicht*), y sus eventuales modificaciones, excepto en los casos en que resulte aplicable alguna de las restantes exenciones o excepciones a la prohibición establecida en el Artículo 5:2 de la Ley de Supervisión Financiera de 2006 (*Wet op het financieel toezicht*) y se cumplan las condiciones establecidas para dicha exención o excepción.

Notificación para los inversores potenciales de Singapur

El presente Prospecto no ha sido registrado como prospecto ante la Autoridad Monetaria de Singapur. Por consiguiente, este y todo otro documento o material relacionado con la oferta o venta de las Obligaciones Negociables Adicionales y con toda invitación de suscripción o compra de las Obligaciones Negociables no podrán ser divulgados ni distribuidos, ni podrán ofrecerse o colocarse las Obligaciones Negociables, ni sujetarlos a una invitación de suscripción o compra, ya sea directa o indirectamente, a personas en Singapur que no sean (i) inversores institucionales conforme al Artículo 274 de la Ley de Títulos Valores y Futuros, Capítulo 289 de Singapur (la “LTVF”), (ii) personas relevantes conforme al Artículo 275(1), o cualquier persona conforme al Artículo 275(1A), y de conformidad con las condiciones establecidas en el Artículo 275 de la LTVF, o (iii) de conformidad con las condiciones establecidas en cualquier otra disposición aplicable de la LTVF, en todos los casos con sujeción al cumplimiento de las condiciones establecidas en la LTVF.

En el caso de que las Obligaciones Negociables Adicionales sean suscriptas o adquiridas en virtud del Artículo 275 de la LTVF por una persona relevante que sea:

- una sociedad anónima (que no constituya un inversor acreditado (según se lo define en el Artículo 4A de la LTVF)) cuya única actividad comercial consista en mantener inversiones y donde la totalidad de su capital social esté en manos de uno o más individuos, cada uno de los cuales constituya un inversor acreditado; o
- un fideicomiso (cuyo fiduciario no constituya un inversor acreditado) cuyo único objeto consista en mantener inversiones y donde cada beneficiario sea un individuo que constituya un inversor acreditado, las acciones, debentures y cuotas de acciones y debentures de dicha sociedad anónima o de los derechos e intereses de los beneficiarios (independientemente de su descripción) sobre dicho fideicomiso no podrán transferirse dentro de los seis meses posteriores a la fecha en que la sociedad o el fideicomiso haya adquirido las Obligaciones Negociables Adicionales en virtud de una oferta efectuada conforme al Artículo 275 de la LTVF, excepto:
 1. que se la efectúe a un inversor institucional (en el caso de sociedades, conforme al Artículo 274 de la LTVF) o a una persona relevante según se las define en el Artículo 275(2) de la LTVF, o a cualquier otra persona conforme a una oferta en virtud de la cual dichas acciones, debentures y cuotas de acciones y debentures de la sociedad o de los derechos e intereses sobre el fideicomiso sean adquiridos por una contraprestación mínima de SGD200.000 (o su equivalente en moneda extranjera) por transacción, ya sea que dicho monto se abone en efectivo o mediante un canje de títulos valores u otros activos, y, en el caso de las sociedades anónimas, conforme a las condiciones establecidas en el Artículo 275 de la LTVF;
 2. que no se otorgue ni se vaya a otorgar contraprestación alguna por la transferencia; o
 3. que la transferencia se efectúe de pleno derecho.

Notificación para los inversores potenciales de Suiza

El presente documento no pretende constituir una oferta o invitación de compra o inversión en las Obligaciones Negociables Adicionales aquí descritas. Las Obligaciones Negociables Adicionales no serán ni podrán ser ofrecidas, vendidas o publicitadas públicamente, de manera directa o indirecta, en Suiza, a Suiza o desde Suiza, y no se cotizarán en el SIX Swiss Exchange ni en ninguna otra bolsa o institución de negociación regulada de Suiza. Ni el presente documento ni ningún otro material de oferta o comercialización relacionado con las Obligaciones Negociables constituyen un prospecto según el significado establecido en los Artículos 1156 y 652a del Código de Obligaciones de Suiza ni un prospecto de cotización según el significado establecido en las normas de cotización del SIX Swiss Exchange ni de ninguna otra institución de negociación regulada de Suiza, y ni el presente Prospecto ni ningún otro material de oferta o comercialización relacionado con las Obligaciones Negociables podrán ser distribuidos públicamente o puestos a disposición del público de Suiza de ninguna otra manera.

Notificación para los inversores potenciales del Reino Unido

En el Reino Unido, el presente documento está destinado y se distribuye únicamente a personas que sean “inversores calificados” según la definición establecida en el Artículo 2(1)(e) de la Directiva sobre Prospectos que también sean (i) inversores profesionales dentro del alcance del Artículo 19(5) de la Orden (sobre Promoción Financiera) de 2005 que desarrolla la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000 (la “Orden”), o (ii) sociedades de alto poder adquisitivo u otras personas a las cuales se les pueda comunicar legalmente, dentro del alcance del Artículo 49(2)(a) a (d) de la Orden (cada una de ellas, una “persona relevante”). El presente Prospecto y su contenido son confidenciales y no podrán ser distribuidos, publicados ni reproducidos (total o parcialmente), ni divulgados por sus receptores a ninguna otra persona del Reino Unido. Ninguna persona del Reino Unido que no sea una persona relevante debería actuar sobre la base del presente documento o de su contenido.

Notificación para los inversores potenciales de Canadá

Las Obligaciones Negociables Adicionales solo podrán ser vendidas a inversores que adquieran o que consideren que están adquiriendo, como inversores acreditados, según el Instrumento Nacional 45-106 Excepciones del Prospecto o subsección 73.3 N (1) de la Securities Act (Ontario), y son clientes permitidos, según

se los define en el Instrumento Nacional 31-103, Requisitos de Registración, Excepciones y Obligaciones del Registrante en curso. Cualquier reventa de las Obligaciones Negociables, deberá ser realizada de acuerdo con la excepción de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de prospecto sujetos a la ley de títulos valores.

La legislación de títulos valores en algunas provincias o territorios de Canadá puede proveer al inversor con remedios por rescisión o daños si este Prospecto (incluyendo sus modificaciones) contiene información engañosa, previendo que los remedios para rescisión o daños son ejercidos por el inversor dentro del tiempo prescripto por la legislación de títulos valores de la provincia o territorio del inversor. El inversor debe consultar a cualquier previsión aplicable de la legislación de títulos valores de la provincia o territorio del inversor para detalles de estos derechos o consultar con un asesor legal.

De acuerdo al artículo 3A.3 del Instrumento Nacional 33-105 Conflictos del Colocador (“NI 33-105”), los Colocadores no son requeridos de cumplir con los deberes de divulgación de la NI 33-105 en relación a conflictos de interés en relación a esta oferta pública.

Restricciones a la venta y suscripción

La distribución del presente Prospecto y la oferta de las Obligaciones Negociables Adicionales en ciertas jurisdicciones podrían estar sujetas a ciertas restricciones legales y las personas que se encuentren en posesión de este documento deberían informarse sobre tales restricciones y cumplirlas, incluidas aquellas establecidas en la siguiente sección. El incumplimiento de estas restricciones podría constituir una violación de las leyes vigentes en dichas jurisdicciones en materia de títulos valores.

RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA

Para mayor información sobre las restricciones que se aplicarán a la reventa de las Obligaciones Negociables, véase “*Restricciones a la Transferencia*” del Prospecto.

CUESTIONES LEGALES

La validez de las Obligaciones Negociables será resuelta para nosotros por Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, nuestros abogados argentinos, y por Simpson Thacher & Bartlett LLP, nuestros abogados estadounidenses, y para los Colocadores por Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán, sus abogados argentinos, y por Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP, sus abogados estadounidenses.

AUDITORES INDEPENDIENTES

Para mayor información sobre la tarea desarrollada por los auditores independientes, véase “*Auditores Independientes*” del Prospecto.

INFORMACIÓN RELEVANTE

La creación y emisión de las Obligaciones Negociables Existentes fueron autorizadas mediante resolución de los accionistas de GEMSA en asamblea el 23 de mayo de 2016 y de los accionistas de CTR reunidos en asamblea el 30 de mayo de 2016, respectivamente. Asimismo, la creación y emisión de las Obligaciones Negociables Existentes fueron autorizadas por los directorios de GEMSA, y CTR, cuyas reuniones tuvieron lugar el 6 de junio de 2016. La garantía de Albanesi fue aprobada por su directorio el 6 de junio de 2016.

La creación y emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales fueron autorizadas mediante resolución de los accionistas de GEMSA y CTR en asamblea el 26 de abril de 2017. La creación y emisión de las Obligaciones Negociables Existentes fueron autorizadas por los directorios de GEMSA y CTR, cuyas reuniones tuvieron lugar el 26 de abril de 2017. La ratificación y extensión de la Garantía de Albanesi a las Obligaciones Negociables Adicionales fue aprobada por su directorio el 26 de abril de 2017.

Salvo por lo informado en el presente Prospecto, no existen procesos judiciales o arbitrales en nuestra contra o que nos afecten a nosotros o a nuestros respectivos activos, ni tenemos conocimiento de procesos

pendientes de resolución, ni amenazas de iniciarlos, que sean o puedan razonablemente llegar a ser significativos en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales.

Salvo por lo informado en el presente Prospecto, no ha habido cambios adversos significativos ni ningún acontecimiento que pueda razonablemente implicar un cambio adverso significativo en nuestra situación (patrimonial u otra) o en nuestras actividades en general desde el 31 de diciembre de 2016 que resulte significativo en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales.

Mientras las Obligaciones Negociables sigan en circulación, se podrán obtener e inspeccionar copias de los siguientes documentos durante el horario comercial habitual en las oficinas del agente de pago de Luxemburgo y en nuestra oficina central, en los domicilios especificados en la última página del presente Prospecto:

- nuestro estatuto;
- el Contrato de Fideicomiso Complementario relativo a las Obligaciones Negociables; y
- nuestros estados financieros combinados; y

DTC ha aceptado los Certificados Globales que representan las Obligaciones Negociables para su compensación y liquidación. Las Obligaciones Negociables Adicionales tendrán el mismo Código ISIN, CUSIP y Común que las Obligaciones Negociables Existentes, luego de la extinción de ciertas restricciones temporarias para la venta de las Obligaciones Negociables Adicionales de acuerdo a la Ley de Títulos Valores. Durante este período de restricción, las Obligaciones Negociables Adicionales ofrecidas tendrán números CUSIP e ISIN temporarios que serán informados en un aviso complementario a este Prospecto.

Certificado Global Conforme a la Regla 144A – Obligaciones Negociables Existentes:

N° CUSIP: 36875L AA7
 N° ISIN: US36875LAA70
 N° Código Común: 145982146

Certificado Global Conforme a la Regulación S – Obligaciones Negociables Existentes:

N° CUSIP: P4621M AA3
 N° ISIN: USP4621MAA38
 N° Código Común: 145982154

ÍNDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

<p><i>Estados Financieros combinados anuales auditados de Albanesi y sus subsidiarias y de CTR al 31 de diciembre de 2016 y correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2016.</i></p>	<p>ANEXO A.</p>
<p><i>Estados Financieros combinados condensados intermedios de Albanesi y sus subsidiarias y de CTR por el período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016</i></p>	<p>ANEXO A.</p>
<p><i>Estados Financieros consolidados anuales de Albanesi al 31 de diciembre de 2016 correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2016.</i></p>	<p>AIF - 4-465104-D.</p>

<i>Estados Financieros consolidados condensados intermedios de Albanesi por el período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016.</i>	AIF -ID 4-535504-D.
<i>Estados Financieros anuales auditados de GEMSA al 31 de diciembre de 2016 correspondientes a los años que terminan al 31 de diciembre de 2015 y 2016.</i>	AIF - ID 4-465197-D
<i>Estados Financieros condensados intermedios de GEMSA por el período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016.</i>	AIF – ID 4-535887-D.
<i>Estados Financieros anuales auditados de CTR al 31 de diciembre de 2016 y correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2016.</i>	AIF – ID 4-465220-D
<i>Estados Financieros condensados intermedios de CTR por el período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2017 y 2016.</i>	AIF – ID 4-535799-D

CO-EMISORAS

Generación Mediterránea S.A.
Central Térmica Roca S.A.
Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14
(C1001AAD) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

GARANTE

Albanesi S.A.
Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14
(C1001AAD) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES INDEPENDIENTES

Price Waterhouse & Co. S.R.L.
Boucharde 557 Piso 8
(C1106ABG) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

FIDUCIARIO, AGENTE DE PAGO, AGENTE DE REGISTRO CONJUNTO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

Deutsche Bank Trust Company Americas
60 Wall Street, 16th Floor
New York, NY 10005
United States of America

AGENTE DE COTIZACIÓN DE LUXEMBURGO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

Deutsche Bank Luxembourg S.A.
2 Boulevard Konrad Adenauer
L – 1115 Luxembourg
Grand Duchy of Luxembourg

ASESORES LEGALES

De las Co-Emisoras y el Garante con respecto al derecho argentino

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani
Tte. Gral. Juan D. Perón 537, Piso 5
(C1038AAK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

De los Colocadores con respecto al derecho argentino

Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán
Torre Av. del Libertador 602, Piso 3
(C1001ABT) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

De las Co-Emisoras y el Garante con respecto al derecho estadounidense

Simpson Thacher & Bartlett LLP
425 Lexington Avenue
Nueva York, Nueva York 10017
Estados Unidos de América

De los Colocadores con respecto al derecho estadounidense

Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP
4 Times Square
Nueva York, Nueva York 10036
Estados Unidos de América