

UGEN S.A. (UGEN)

Informe Integral

Calificaciones

Emisor **BBB+(arg)**

ON Co-emisión Río Energy, UGEN y UENSA por hasta US\$ 650 MM **BBB+(arg)**

Perspectiva

Estable

Resumen Financiero

	9 meses	6 meses
(\$millones)	30/09/17	30/06/17
Total Activos	2.932	2.555
Total Deuda		
Financiera	2.765	2.454
Ingresos	-	-
EBITDA	Neg.	Neg.
EBITDA (%)	N/A	N/A
Deuda Neta/		
EBITDA	Neg.	Neg.
EBITDA/		
intereses	Neg.	Neg.

FIX: FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO

Informes Relacionados

Metodología de calificación de Empresas registrado ante la Comisión Nacional de Valores.

Analista Principal

Pablo Cianni
 Director Asociado
 +54 11 5235-8146
pablo.cianni@fixscr.com

Analista Secundario

Pablo Artusso
 Director Asociado
 +54 11 5235-8121
pablo.artusso@fixscr.com

Responsable del Sector

Cecilia Minguillón
 Director Senior
 +54 11 5235-8123
cecilia.minguillon@fixscr.com

Factores Relevantes de la Calificación

Resumen: Río Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A., actuarán como co-emisores conjunta y solidariamente responsables de Obligaciones Negociables por hasta USD 650 millones, 7 años, a tasa fija, con una única cuota de capital esperada al vencimiento, estimado en 2025. Los bonos serán obligaciones senior garantizadas por prenda en primer grado sobre todos los activos existentes de los co-emisores. Existirá también un contrato de fideicomiso celebrado con Citibank, N.A., quien actuará como Fiduciario.

El producido de la emisión será usado para cancelar deuda de un préstamo sindicado por USD 214 millones, deuda con el proveedor de la tecnología por USD 149 millones y deuda subordinada por USD 139 millones. El proyecto comprende en una primera etapa la construcción y operación de tres centrales a ciclo abierto por un total de 450 MW e infraestructura anexa. La inversión total asciende a unos US\$ 573 millones. En una segunda etapa la compañía planea el cierre del ciclo con una inversión adicional de US\$ 464 millones

Riesgo de construcción moderado: Si bien la primera etapa del proyecto no presenta un riesgo de finalización de construcción, -estando la central de ciclo simple de Río Energy en operaciones desde el 13/06/17 y las de UGEN y UENSA en la etapa final de pruebas-, la segunda etapa, correspondiente al Cierre de Ciclo de las tres centrales, comenzaría en 2018 y finalizaría en 2020, y conlleva el riesgo de ejecución y financiación inherente a los proyectos de infraestructura de gran escala.

Riesgo de Refinanciación: El riesgo de refinanciación se ve acrecentado ante el cierre de los ciclos, cuya construcción entre los años 2018-2020 sería financiada con el flujo generado por los ciclos abiertos y un préstamo sindicado por USD 325 millones. Fix estima un pico de deuda de US\$ 850 millones en el año 2020. En caso de demora en el cierre de una o más centrales, o ante mayores costos a los previstos, se vería afectada la salud financiera de los emisores en los años previos a la refinanciación del bono. En un escenario sin cierre de ciclo, y considerando la terminación de los contratos de venta del ciclo abierto en 2027, el riesgo de refinanciación es manejable con un flujo estimado de repago de aproximadamente 5,5 años.

Contratos de venta de largo plazo a precio fijo: En la primera etapa, el flujo de ingresos proviene en su mayor parte de las ventas por disponibilidad bajo un contrato de venta de electricidad con CAMMESA por 10 años para los ciclos abiertos con vencimiento en 2027. En la segunda etapa, desde mayo 2020, existe una probabilidad de despacho mayor que, junto con el mayor volumen, se estima generaría un salto en el EBITDA de USD 90 a 190 millones.

Riesgo de abastecimiento de combustible: Actualmente el combustible necesario para operar las usinas es proporcionado por CAMMESA. Las condiciones de compra en caso de que el combustible deba ser contratado por cada central son al momento inciertas. Por otra parte, si bien la nueva Administración Central implementó una serie de medidas para incentivar la producción de gas natural, la disponibilidad de gas para las centrales podría variar los niveles de despacho respecto de los estimados. En un escenario con niveles de despacho de los ciclos combinados, del 75% en lugar de 90% del caso base, el EBITDA previsto se reduciría en unos USD 10 millones por año hasta USD 180 millones.

Riesgo operacional medio: Las centrales utilizan tecnología probada, con un contrato con el proveedor de la misma que comprende mantenimiento de las turbinas, provisión completa de partes y repuestos, mantenimiento mayor a las 50.000 horas y un nivel de disponibilidad del 97%, acorde a la comprometida con CAMMESA, lo cual favorece la estabilidad de los costos de mantenimiento. La

operación está a cargo de MSU Energy, con personal entrenado por General Electric (en adelante GE) y con un ingeniero de campo de GE para la supervisión.

Sensibilidad de la Calificación

Factores que podrían derivar en bajas de calificación:

- Cambios regulatorios o de la situación de CAMMESA para cumplir con sus compromisos.
- Retrasos en la ejecución de los cierres de ciclo que podrían presionar la liquidez.
- Cambios en los costos y el nivel de despacho previstos que afecten la rentabilidad esperada de los proyectos.

Factores que podrían derivar en subas de calificación:

- La entrada en operaciones de los ciclos combinados.
- Cambios en la estructura de capital que involucren un menor apalancamiento.
- Probada trayectoria en la operación, con niveles de disponibilidad, uso de combustible, niveles de despacho y nivel de costos acordes a los previstos.

Liquidez y Estructura de Capital

El proyecto de construcción de los tres ciclos abiertos ha sido financiado 80% con deuda y 20% con aportes de capital (incluyendo deuda de la sociedad controlante). La deuda vigente a dic/2017 será refinanciada con el bono sujeto de calificación. El mismo contempla ciertas cláusulas que prohíben la distribución de dividendos. Asimismo la co-emisión de ON contará con la cobertura de una cuenta de reserva que deberá tener financiado en todo momento el próximo servicio de deuda. Adicionalmente contará con prendas en primer grado sobre los activos de los co-emisores.

Para la expansión y conversión a ciclos combinados es necesaria una inversión de USD 450 millones adicionales, que será financiada con los flujos generados con los ciclos simples, y deuda adicional permitida por aproximadamente USD 325 MM.

De acuerdo al escenario base, el pico de endeudamiento ocurriría en 2020 por unos USD 850 millones. El indicador de deuda/EBITDA iniciará con un pico de 6,0x en 2018 y debería ir reduciéndose gradualmente. Se estima una liquidez ajustada hasta el año 2022 inclusive. En un escenario de atraso en el cierre de alguno de los ciclos, o ante menores niveles de disponibilidad o de despacho, el riesgo de refinanciación se incrementaría, con impedimentos para tomar deuda adicional.

Perfil del Negocio

UGEN S.A. es una compañía que forma parte del Grupo MSU Energy, el cual en la licitación de la Res. 21/2016 fue adjudicado con tres proyectos térmicos de ciclo simple, cada uno de 150 MW: Río Energy S.A. (Gral. Rojo), UGEN S.A. (Barker) y UENSA S.A. (Villa María). La potencia instalada total de los tres proyectos de ciclo simple es de 450 MW.

Tras la licitación de la Res. 287/17, en octubre de 2017 las tres centrales resultaron adjudicatarias de la expansión y el cierre de ciclo, con contratos con CAMMESA a 15 años desde el COD. Esto implica 100 MW de potencia adicional en cada sitio, quedando UGEN con 250 MW tras la expansión prevista para comienzos de 2020. La capacidad instalada total de las tres co-emisoras con los ciclos combinados será de 750 MW.

A continuación se pueden observar las características principales de los tres proyectos:

Proyectos Térmicos MSU Energy (Ciclo simple)

	Río Energy S.A.	UGEN S.A.	UENSA S.A.
Ubicación	Gral Rojo (Bs.As.)	Barker (Bs.As.)	Villa María (Córdoba)
Tipo de proyecto	Central Térmica bajo Res.21/2016		
Potencia a disposición	150 MW (3 turbinas de gas de 50 MW c/u)	150 MW (3 turbinas de gas de 50 MW c/u)	150 MW (3 turbinas de gas de 50 MW c/u)
Provisión del equipamiento	General Electric		
Ingeniería y construcción	Llave en mano con GE		
Situación	En operación desde 13/6/17	En fase de pruebas operativas (COD previsto fines de diciembre 2017)	En fase de pruebas operativas (COD previsto enero 2018)
Contraparte	CAMMESA (contratos de compra por 10 años)		
Precio por potencia disponible	USD/MW-mes 20.900	USD/MW-mes 19.900	USD/MW-mes 19.900
Precio por energía despachada	Gas: 8,5 USD/MWh Diesel: 12,5 USD/MWh	Gas: 8,5 USD/MWh Diesel: 12,5 USD/MWh	Gas: 8,5 USD/MWh Diesel: 12,5 USD/MWh
Provisión del combustible	CAMMESA		
Heat rate garantizado	2.250 kcal/kWh	2.250 kcal/kWh	2.250 kcal/kWh
O&M/ Contrato de mantenimiento (CSA)	La operación será realizada por MSU, con un equipo entrenado por GE, y la supervisión de un ingeniero de GE el primer año (renovable). El CSA es con GE por los 10 años de duración del PPA, con un costo fijo trimestral y un costo variable según las horas de uso de las turbinas. GE garantiza una disponibilidad del 97%, el heat rate y provee los repuestos necesarios. El CSA también incluye la entrega de una turbina de repuesto el tiempo que alguna de las turbinas no esté disponible.		
EBITDA proyectado anual (Ciclo simple)	USD MM 31	USD MM 30	USD MM 29

Expansión y conversión a Ciclo Combinado

	Río Energy S.A.	UGEN S.A.	UENSA S.A.
Ubicación	Gral Rojo (Bs.As.)	Barker (Bs.As.)	Villa María (Córdoba)
Tipo de proyecto	Cierre de ciclo bajo Res. 287/2017		
Potencia a disposición	101 MW (1 turbina de gas de 47 MW y 1 de vapor de 54 MW)	101 MW (1 turbina de gas de 47 MW y 1 de vapor de 54 MW)	101 MW (1 turbina de gas de 47 MW y 1 de vapor de 54 MW)
Provisión del equipamiento	General Electric		
Ingeniería y construcción	No disponible aún		
Situación	Construcción desde 2018. COD previsto marzo 2020	Construcción desde 2018. COD previsto mayo 2020	Construcción desde 2018. COD previsto mayo 2020
Contraparte	CAMMESA (contratos de compra por 15 años)		
Precio por potencia disponible	USD/MW-mes 18.900	USD/MW-mes 18.800	USD/MW-mes 19.400
Precio por energía despachada	Gas: 10,4 USD/MWh Diesel: 1,0 USD/MWh	Gas: 7,7 USD/MWh Diesel: 1,0 USD/MWh	Gas: 10,5 USD/MWh Diesel: 1,0 USD/MWh
Provisión del combustible	CAMMESA		
Heat rate garantizado	1.715 kcal/kWh	1.690 kcal/kWh	1.715 kcal/kWh
O&M/ Contrato de mantenimiento (CSA)	La operación estaría a cargo de MSU Energy. No hay firmado aún un acuerdo de servicio de largo plazo.		
EBITDA proyectado anual adicional (Cierre de ciclo)	USD MM 34	USD MM 32	USD MM 33

Riesgo de construcción: Las tres co-emisoras firmaron contratos llave en mano con General Electric Packaged Power Inc. y General Electric International Inc. Sucursal Argentina, para el equipamiento, la ingeniería y la construcción de las tres centrales térmicas. General Electric es uno de los más grandes productores mundiales de turbinas de gas y de vapor, y de equipamiento y tecnología eficiente del sector energético.

El contrato de construcción prevé traspasar a GE las penalidades por incumplimiento que pudiera cobrar CAMMESA por retrasos en el comienzo previsto de las operaciones. Dado que la central térmica de Río Energy está en operación comercial desde el 13 de junio de 2017, y que las otras dos centrales están en período de pruebas y a días de comenzar a operar, el riesgo de construcción es bajo en la etapa de ciclo simple. No obstante, el cierre de ciclo de las tres centrales, que se llevaría a cabo entre 2018 y 2020 conlleva el riesgo de ejecución y financiación inherente a los proyectos de infraestructura de gran escala. Adicionalmente hay que tener en cuenta que los cierres de ciclo tienen una mayor complejidad que los ciclos abiertos y que aún no están cerrados los contratos de construcción para la segunda etapa. Considerando las dos etapas, el riesgo de construcción es medio.

Riesgo de Operación: Cada central tiene 3 turbinas de gas LM6000 de GE, mundialmente probadas. La operación estará a cargo de MSU Energy, con gente entrenada por GE y la presencia de un ingeniero de campo de GE a cargo de la supervisión durante el primer año y con posibilidad de renovarlo. Las centrales también cuentan con un contrato de mantenimiento de largo plazo con GE

Global Parts and Products GmbH y General Electric International Inc., por el plazo del PPA, con costos trimestrales fijos, costos variables por hora de uso de las turbinas y costos fijos para inspecciones anuales y mantenimientos mayores (a las 25.000 y 50.000 horas de uso), lo cual favorece la estabilidad de los costos de mantenimiento. No hay sin embargo una cuenta de reserva para mantenimientos mayores. Este contrato incluye todas las partes y repuestos necesarios, y también provee el leasing de una turbina en caso de que alguna tenga que ser retirada para reparación. Esto permite no perder ingresos por disponibilidad.

GE garantiza una disponibilidad del 97% y un heat rate de 2.250 kcal/kWh, y también se hace cargo de las penalidades que pudiera cobrar CAMMESA por incumplimiento de estos parámetros. El heat rate garantizado a CAMMESA es relativamente bajo en comparación con los 2.500 kcal/kWh usuales de varias centrales térmicas en el país, lo cual aumenta las chances de ser despachadas, más aún cuando se conviertan a ciclos combinados, dado que el mismo bajaría a valores cercanos a 1.700 kcal/kWh. De acuerdo al informe del Ingeniero independiente (Sargent & Lundy LLC), estos valores de heat rate son alcanzables por las tres centrales.

Riesgo de abastecimiento de combustible: Las centrales pueden operar tanto con gas natural como con gasoil, los cuales son provistos por CAMMESA. Si en algún momento esto se modificara y las centrales debieran obtener el combustible necesario para poder operar, las tres centrales tienen conexión directa a la red troncal de TGN (Gral.Rojo y Villa María) y TGS (Barker). También cuentan con capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos para poder operar 5 días a capacidad plena.

Si bien la nueva Administración Central implementó una serie de medidas para incentivar la producción de gas natural, las condiciones de abastecimiento son inciertas, lo cual deriva en potenciales escenarios de niveles de despacho. Si esto ocurriera en la etapa de ciclos combinados y el nivel de despacho bajara del 90% esperado a un 75%, se reduciría el EBITDA previsto de USD/año 190 millones a USD/año 180 millones.

Riesgo de ingresos: Las ventas de la compañía provienen de un contrato de venta con CAMMESA por 10 años, con vencimiento en 2027. Los ingresos por disponibilidad de potencia y despacho de energía se encuentran denominados en dólares a precio fijo. El riesgo volumétrico es bajo, dado que los principales ingresos derivan de la remuneración por disponibilidad de potencia (85% del ingreso total considerando un despacho del orden del 60%). Para la etapa de cierre de ciclo, donde se espera un mayor nivel de despacho, del orden del 90% por el menor heat rate, los ingresos por disponibilidad serían del orden del 70%. Para la segunda etapa de ciclos combinados los PPA son por 15 años y comenzarían en mayo de 2020. Adicionalmente, si la cuarta turbina de gas en cada sitio está disponible antes de la fecha de comienzo de operaciones del ciclo combinado, generará ingresos al precio spot (USD/MW-mes 7.000). Del mismo modo, si el cierre de ciclo con la turbina de vapor está disponible antes del COD previsto, CAMMESA pagará el 70% del PPA hasta la fecha del COD, y recién desde esa fecha comienza el plazo de 15 años del PPA.

Los compromisos incluidos en el PPA tanto por disponibilidad como por consumo de combustible están cubiertos por el acuerdo con GE, que se hace cargo de las penalidades que pudiera cobrar CAMMESA por incumplimientos en estos parámetros.

Los contratos tienen el riesgo de CAMMESA como única contraparte, que si bien ha reducido la tardanza en los pagos de 100 días a 41 días aproximadamente, aún está en etapa de equilibrar el déficit con las subas de tarifas de los Distribuidores dispuestas por la nueva Administración y el aumento de los costos a los Grandes Usuarios del MEM. Este riesgo se podría mitigar en parte cuando se vuelva a recrear el mercado a término de contratos con privados, como se acaba de lanzar recientemente para las energías renovables.

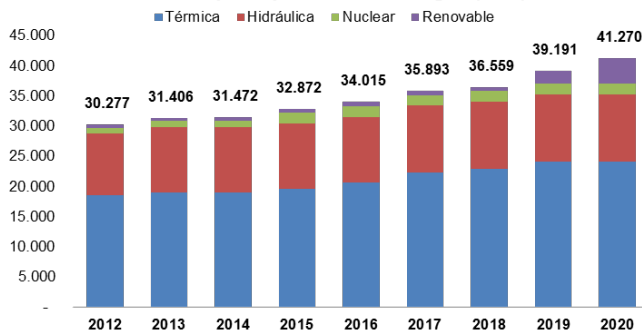
Riesgo del Sector

Las medidas adoptadas por la nueva Administración, tendientes a reducir el déficit operacional de CAMMESA, principal contraparte de la compañía, reflejan una tendencia de menor discrecionalidad e interferencia gubernamental en el sector de generación eléctrica. En los últimos años, los elevados compromisos de pago de CAMMESA en relación con sus ingresos implicaron una significativa discrecionalidad en las prioridades de pago de dicha entidad frente a las empresas generadoras, riesgo de demora en el cobro y precios insuficientes para mantener activos y cubrir costos operacionales. Actualmente, la política energética muestra señales de soporte a la sostenibilidad del negocio con el objetivo de ampliar la capacidad del sistema y corregir desbalances entre la oferta y la demanda, con una menor propensión a la intervención. CAMMESA ha regularizado los pagos a todos los generadores desde septiembre de 2016, reduciendo los días de pago a alrededor de 40 días, cuando antes el plazo habitual estaba cerca de los 100 días.

El sector eléctrico ha llegado a operar cerca del límite de la capacidad desde el año 2007, y la nueva oferta de generación apenas fue acompañando la demanda.

Ante este panorama la nueva Administración decretó en diciembre de 2015 el estado de emergencia del sector eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017. Se le encomendó al Ministerio de Energía la instrumentación de un plan para desarrollar los segmentos de generación, transporte y distribución, mejorar la calidad y garantizar la prestación del servicio en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Con las nuevas licitaciones de proyectos térmicos y de energías renovables, se espera un crecimiento importante de la capacidad instalada a partir del año 2019. Esto traerá aparejado un incremento en los compromisos de pago de CAMMESA, los que deberán ser compensados por la suba acorde de tarifas y de los costos cobrados a los Grandes Usuarios para mantener equilibrado el sistema.

Potencia instalada* por tipo de tecnología (MW)



* Hasta octubre 2017 es la Potencia Instalada real. 2017 es año móvil. 2018-2020 tiene la potencia a instalar esperada de las rondas Revonar 1, 1.5 y 2 y térmicas Resol SEE 155/16, cogeneración res ME 820/17 y C.C.
 Fuente: CAMMESA, Fix Scr

Otro riesgo es que el aumento necesario de la capacidad de transporte vaya a un ritmo más lento que el necesario para acompañar el crecimiento previsto en la generación.

Por otra parte, en lo que respecta a previos, el aumento de la oferta, las mejoras de la tecnología y el acceso al financiamiento están ayudando a disminuir los costos de generación, algo que se observa en los resultados de las nuevas licitaciones, donde los precios han bajado a unos USD/MWh 40 en la última licitación de renovables respecto a los cerca de USD/MWh 65 de Renovar 1.0 y de más de USD/MWh 100 en los primeros parques eólicos.

Posición Competitiva

El mercado donde opera UGEN es competitivo. Sin embargo la competencia en este mercado no es un factor determinante, dado que la rentabilidad proviene principalmente de los contratos a largo plazo por disponibilidad de potencia, que le confieren a la compañía un flujo de fondos estable

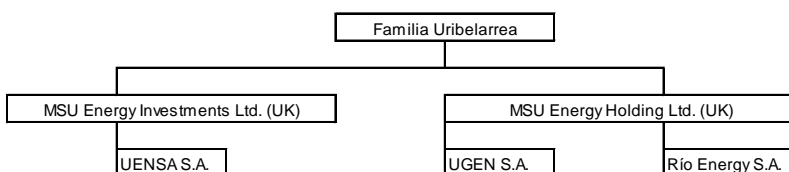
(denominado en dólares). Asimismo, estos contratos garantizan un nivel de ingresos independiente de la eficiencia de la turbina, siendo los costos de combustible afrontados por CAMMESA.

De todos modos, las turbinas de GE utilizadas en la central de UGEN son más eficientes que el promedio de las centrales del país, con mayor chance de ser despachadas. Esta probabilidad se incrementaría aún más tras el cierre de ciclo.

Administración y Calidad de Accionistas

Los accionistas principales de UGEN son Manuel Santos Uribebarrea Balcarce y Manuel Santos de Uribebarrea Duhau, a través de MSU Energy Holding Ltd (controlante de Río Energy S.A. y UGEN S.A.) con base en el Reino Unido.

La familia Uribebarrea comenzó sus actividades en Argentina en 1860, en el negocio agropecuario en las principales regiones del país. Actualmente tiene operaciones en varios países de la región como Brasil, Uruguay y Paraguay, con un portfolio de más de 250.000 Has. de campos y producción de más de 800.000 toneladas de granos por año. También administran dos Fondos Agrícolas de inversores internacionales, con activos por más de USD 500 MM.



Factores de Riesgo

Tipo de riesgo	Situación	Conclusión
Riesgo de construcción	Planta Río Energy terminada y en operación desde junio 2017; UGEN y UENSA con COD previstos para fines de diciembre 2017 y enero 2018. Contrato de EPC llave en mano con GE, la cual se hace cargo de penalidades por retrasos. Para el cierre de ciclo aún no está firmado el contrato de EPC.	Riesgo bajo en la primera etapa de ciclo simple. Riesgo medio en la segunda etapa de conversión a ciclos combinados.
Riesgo de Operación	Operación a cargo de MSU con personal entrenado por GE y un ingeniero de GE supervisando la operación el primer año. Acuerdo de mantenimiento con GE, quien se hace cargo de las penalidades por incumplimiento en la disponibilidad comprometida del 97% o en el consumo máximo de combustible (heat rate).	Riesgo mitigado. El contrato de O&M tiene una estructura de un monto fijo trimestral y un cargo mensual dependiente de las horas utilizadas de la turbina, además de la provisión de partes y repuestos necesarios.
Riesgo de abastecimiento	Por el momento CAMMESA se encarga de proveer el combustible. Si cambian las reglas en este sentido, es esperable que haya un pass-through de dicho costo al PPA. La central de Barker está conectada a una red troncal de TGS y las de Gral. Rojo y Villa María a la red troncal de TGN.	Riesgo medio. En el caso de que haya escasez de combustible, se reduciría el nivel de despacho previsto en el caso base, lo cual impactaría en la rentabilidad.
Riesgo de ingresos	PPA a 10 años (ciclo simple) y a 15 años (ciclo combinado), con pago de potencia disponible a precio fijo, independientemente del despacho o no de energía.	Riesgo bajo. El 85% de los ingresos percibidos (70% en ciclos combinados) son por disponibilidad de potencia.
Riesgo regulatorio/marco legal	Si bien la nueva Administración ha tomado varias decisiones para equilibrar la oferta y la demanda y reducir el déficit operacional, el sector energético todavía se encuentra en estado de emergencia. Quedan pendientes cambios en la regulación respecto a cuestiones como provisión de combustible y contrataciones directas con grandes	Moderado.
Riesgo de contraparte	CAMMESA es la única contraparte de los proyectos. Si bien se viene reduciendo el grado de discrecionalidad, la calidad crediticia de CAMMESA sigue vinculada a la del Gobierno Nacional. Sería importante que se vuelva a recrear el Mercado a Término.	Moderado. CAMMESA ha reducido el plazo de pago a los generadores desde mediados de 2016, a 41 días desde 100 días, pero es aún incierta la autosustentabilidad del sistema.
Estructura de deuda / Riesgo de refinanciación	Co-emisión de Obligaciones negociables por USD 550 MM, bullet, a 7 años de plazo, a tasa fija, con intereses semestrales, con una cola de 3 años respecto al PPA. Está prevista una cuenta de reserva equivalente al próximo servicio de deuda (DSRA) y prendas por las centrales térmicas.	Riesgo medio. Al momento del vencimiento del bono será necesario refinanciar unos USD 150 millones.

Perfil Financiero

Rentabilidad

En el escenario base de Fix, con una disponibilidad promedio del 97% y un despacho del 60% para ciclo simple, el EBITDA estimado para los tres proyectos sería en 2018 de alrededor de USD 90 millones. Los Ciclos combinados, asumiendo un despacho del 90% y disponibilidad del 97% agregarían un EBITDA anual de otros USD 100 millones entre los tres, desde mayo 2020, totalizando un EBITDA anual proforma de unos USD 190 millones en conjunto con los ciclos simples.

Si al escenario base le incorporamos un aumento del 5% en los costos de operación y mantenimiento (O&M), el EBITDA conjunto de los tres proyectos en la etapa de ciclo simple sería de unos USD 87 millones, y en total tras los cierres de ciclo de unos USD 184 millones. En este contexto aumentaría el riesgo de refinanciación, dado que sería necesario refinanciar unos USD 200 millones al vencimiento del bono.

Si el nivel de despacho del ciclo combinado fuera del 75%, sin aumento de costos de O&M, el EBITDA anual esperado sería de unos USD 180 millones, mientras que si adicionalmente se incrementaran los costos de O&M en un 5% el EBITDA sería de unos USD 175 millones. En este último caso será necesario refinanciar cerca de USD 240 millones al vencimiento del bono.

Un escenario de retraso en el comienzo de las operaciones de los ciclos combinados traerá una mayor presión al momento del vencimiento del bono por los ingresos no percibidos en ese lapso, siendo necesario refinanciar unos USD 250 millones en el caso de un retraso de tres meses. Esto es independiente de que se puedan trasladar las multas por retraso al constructor y de que se pague por las obras recién cuando las centrales estén operativas. La pérdida de ingresos por no haber cerrado el ciclo se ve en parte compensada porque la cuarta turbina de gas, que se instala antes de la turbina de vapor que cierra el ciclo, genera ingresos a precios spot.

Flujo de Fondos

Por las inversiones en las Centrales Térmicas de Ciclo simple, de las cuales la de Río Energy comenzó a operar en junio 2017, y las otras dos entre fines de diciembre de 2017 y enero 2018, el Flujo de Fondos Libre resultó negativo en estos dos años. Este déficit del flujo de fondos fue financiado con aporte de capital y por financiación de GE, la cual se terminará de cancelar con parte de los fondos de la co-emisión. Otra parte del pago a GE por la construcción de los ciclos simples de las centrales de UGEN y UENSA se realizó a través de un préstamo sindicado con varios bancos.

Las inversiones comprometidas hasta 2020 para los cierres de ciclo de las tres centrales, estimadas en alrededor de USD 464 millones, redunden en una generación de Flujo de Fondos libre negativa hasta 2020 y añadan presión a la liquidez, requiriendo deuda adicional estimada en unos USD 325 millones.

Liquidez y Estructura de Capital

Río Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A., actuarán como co-emisores de Obligaciones Negociables por hasta USD 650 millones, 7 años, a tasa fija, con una única cuota de capital esperada al vencimiento, estimado en 2025. Los co-emisores son conjunta y solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las ON.

Fuentes y Usos

(USD millones)

Fuentes		Usos	
Co-emisión de ON	550	Préstamo sindicado	214
Capital	23	Deuda con GE	149
		Deudas con la controlante	139
		Capital de trabajo y otros	71
Total	573	Total	573

La estructura de capital planteada no prevé amortizaciones de capital hasta la fecha de vencimiento. Si bien tiene prevista una cuenta de reserva, que debe estar fondeada con el servicio de deuda de los próximos seis meses, y hay ciertas limitaciones para el retiro de dividendos, una vez cumplidos estos requisitos no hay un mecanismo estipulado para atrapar caja. El fondeo de la cuenta de reserva puede ser en efectivo o a través de letras de crédito.

Tras la co-emisión del bono internacional en enero de 2018 por unos USD 550 MM, las co-emisoras cancelarán de manera anticipada el préstamo sindicado y el resto de la deuda vigente, como también el saldo remanente a GE de la financiación por la construcción de las centrales.

Si bien el endeudamiento se encuentra denominado en dólares, el riesgo de descalce de monedas es bajo ya que los ingresos también se encuentran denominados en la misma moneda.

Para 2020 esperamos el pico en el nivel de endeudamiento conjunto de las co-emisoras, con deuda total de unos USD 850 millones tras la deuda permitida para el cierre de ciclo. Sin embargo el pico en el ratio deuda/EBITDA se dará en 2018 y será del orden de 6,0x, y el apalancamiento neto de 5,5x. A medida que los proyectos empiecen a generar fondos, fundamentalmente tras los cierres de ciclo, este nivel de apalancamiento debería comenzar a reducirse hasta niveles por debajo de 3,0x desde 2022 y hasta la cancelación del bono en 2025. Esperamos que la liquidez sea ajustada hasta el año 2022 inclusive, y en opinión de Fix hay un riesgo de refinanciación del bono al momento del vencimiento, cuando prevemos que será necesario refinanciar unos USD 150 MM.

En un escenario hipotético de stress, en el cual no se pudiera llevar adelante la etapa de expansión y cierre de ciclo, Fix estima que será necesario refinanciar unos USD 250 millones al vencimiento del bono, y que el mismo se repagaría en otros 5,5 años.

Características de la Deuda	
Emisores	Río Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A.
Lugares de oferta de las ON	Al público en Argentina y a inversores institucionales en EEUU
Monto a emitir	USD 550 millones (hasta USD 650 millones)
Intereses	Semestrales por período vencido, a tasa fija
Amortización	Única al vencimiento, a los 7 años de la fecha de emisión
Destino de los fondos	i) Precancelación de endeudamiento, ii) repago del financiamiento de GE y iii) costos relacionados con la emisión y capital de trabajo
Garantías	
Cuenta de Reserva	Cuenta abierta en Citibank, NY, que deberá tener fondeado en todo momento el próximo Servicio de Deuda. El fondeo puede ser en efectivo y/o con una suma proporcionada por Cartas de Crédito, y el total debe ser igual o superior al del Servicio de Deuda. La cuenta estará bajo el dominio y control exclusivo del Agente de Garantía de Estados Unidos, para beneficio del Fiduciario y de los Tenedores de las ON como Beneficiarios de la Garantía
Contratos de prenda locales	Cada co-emisora preñará a favor del Agente de Garantía Local la totalidad de los derechos de titularidad de cada co-emisora con respecto a: i) los generadores, ii) cualquier póliza de seguro relacionada con los generadores, y iii) cualquier compensación o indemnización que pudiere corresponder a las co-emisoras como resultado de la expropiación de los generadores.
Contrato de Fideicomiso	Las ON se emitirán en el marco de un contrato de Fideicomiso celebrado con Citibank, N.A., quien actuará como Fiduciario, Agente de Registro conjunto, Agente de Transferencia y Agente de Pago
Limitaciones / Covenants	
Endeudamiento adicional	Cobertura de intereses combinada igual o mayor a 2.0x. Apalancamiento neto combinado menor a 3,5x EBITDA desde 2022 (3,75x desde 2018 hasta 2021)
Retiro de dividendos	Poder incurrir en al menos 1 USD de endeudamiento adicional. No superar el 50% del resultado neto combinado acumulado
Venta de activos	A menos que la Co-emisora correspondiente reciba una contraprestación al momento de la Venta de activos como mínimo equivalente al Valor Justo de Mercado de los activos vendidos
Otros	
Cambio de control	Los co-emisores deben ofrecer la recompra de las ON a un precio del 101% del monto principal, más el interés acumulado y no pagado

A sept'17 las co-emisoras contaban en conjunto con una caja de USD 21 millones, que permitían cubrir un 53% de la deuda de corto plazo. La caja de UGEN a esa fecha era de USD 10 millones.

La deuda financiera en conjunto de las co-emisoras del bono era a sept'17 de USD 365 millones, 11% concentrada en el corto plazo y en su totalidad denominada en dólares. La deuda de UGEN a sept'17 era de USD 157 millones.

Fondeo y Flexibilidad Financiera

La emisora ha celebrado un contrato de préstamo sindicado con varios bancos locales, y a través de su controlante MSU Energy, ha obtenido financiamiento de diversas fuentes tanto locales como

internacionales. Los accionistas además han mostrado un acceso comprobado al mercado de capitales a través del grupo MSU, del cual también son propietarios. UGEN ahora busca co-emitir junto a Río Energy y UENSA, del mismo grupo, un bono internacional por hasta US\$ 650 millones en enero 2018.

La flexibilidad financiera estará disminuida entre los años que las emisoras alcancen el pico de deuda y se completen los cierres de ciclo, período en el cual la incurrencia de deuda adicional está prohibida. Cualquier demora o sobre costos podría impactar la salud financiera e incrementar el riesgo de refinanciación del bono.

Anexo I. Resumen Financiero

Los ratios de períodos intermedios han sido estimados anualizando las cifras correspondientes a dichos períodos.

Resumen Financiero- UGEN S.A.

(miles de ARS, año fiscal finalizado en Diciembre)

Cifras consolidadas

Normas Contables	NIIF	NIIF
Period End Exchange Rate	17,63	16,88
Average Exchange Rate	16,55	16,00
	2017	2017
Meses	9 meses	6 meses
Rentabilidad		
EBITDA Operativo	(1.096)	(887)
Margen de EBITDA	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	(17,2)	(21,6)
Margen del Flujo de Fondos Libre	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	(69,9)	(41,9)
Coberturas		
FGO / Intereses Financieros Brutos	(2.338,9)	(1.751,4)
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	(7,1)	(5,7)
EBITDA / Servicio de Deuda	(0,0)	(0,0)
FGO / Cargos Fijos	(2.338,9)	(1.751,4)
FFL / Servicio de Deuda	(11,9)	(64,1)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	(11,1)	(60,8)
FCO / Inversiones de Capital	(0,1)	(0,2)
Estructura de Capital y Endeudamiento		
Deuda Total Ajustada / FGO	(5,7)	(4,5)
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	(1.892,6)	(1.382,7)
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	(1.776,6)	(1.276,6)
Costo de Financiamiento Implícito (%)	0,0	0,0
Deuda Corto Plazo / Deuda Total	0,1	0,0
Balance		
Total Activos	2.931.704	2.555.360
Caja e Inversiones Corrientes	169.438	188.286
Deuda Corto Plazo	237.698	56.473
Deuda Largo Plazo	2.527.317	2.397.593
Deuda Total	2.765.015	2.454.065
Deuda asimilable al Patrimonio		
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.765.015	2.454.065
Deuda Fuera de Balance	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.765.015	2.454.065
Total Patrimonio	44.869	57.579
Total Capital	2.809.883	2.511.644
Flujo de Caja		
Flujo generado por las Operaciones (FGO)	(362.303)	(270.788)
Variación del Capital de Trabajo	101.132	18.033
Flujo de Caja Operativo (FCO)	(261.171)	(252.755)
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0
Inversiones de Capital	(1.855.442)	(1.566.801)
Dividendos	0	0
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(2.116.614)	(1.819.556)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0
Otras Inversiones, Neto	0	0
Variación Neta de Deuda	2.285.851	2.007.641
Variación Neta del Capital	0	0
Otros (Inversión y Financiación)	0	0
Variación de Caja	169.238	188.086
Estado de Resultados		
Ventas Netas	0	0
Variación de Ventas (%)		
EBIT Operativo	(1.158)	(925)
Intereses Financieros Brutos	155	155
Alquileres	0	0
Resultado Neto	(26.865)	(12.071)

Anexo II. Glosario

- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- Cargos Fijos: Intereses financieros Brutos + Dividendos preferidos + Alquileres devengados.
- COD: Fecha de inicio de la operación comercial de una central, por sus iniciales en inglés.
- Costo de Financiamiento Implícito: Intereses Financieros Brutos / Deuda Total.
- CSA: Acuerdo contractual de servicio de mantenimiento, por sus iniciales en inglés.
- Deuda Ajustada: Deuda Total + Deuda asimilable al Patrimonio + Deuda Fuera de Balance.
- EBITDA: Resultado operativo antes de Amortizaciones y Depreciaciones.
- EBITDAR: EBITDA + Alquileres devengados.
- FIX: FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACION DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings)
- GE: La compañía estadounidense General Electric.
- Heat Rate: Cantidad de energía térmica necesaria para generar un KWh. Cuanto menor es el heat rate, más eficiente es la central, porque consume menos combustible.
- O&M: Operación y mantenimiento.
- Servicio de Deuda: Intereses financieros Brutos + Dividendos preferidos + Deuda Corto Plazo.

Anexo III. Características del Instrumento

Co-emisión de Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones), con garantía, a tasa fija y vencimiento a 7 años, por hasta USD 650 millones

Emisores: Co-emisión de Río Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A., los cuales son conjunta y solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las ON.

Monto a emitir: por hasta USD 650 millones.

Intereses: Semestrales por período vencido, a tasa fija.

Amortización: amortización única al vencimiento, a los 7 años de la fecha de emisión.

Destino de los fondos: i) precancelación de endeudamiento por unos USD 365 MM; ii) repago del financiamiento de GE por unos USD 165 MM y iii) el resto para costos relacionados con la emisión y para capital de trabajo.

Cambio de Control: Ante un evento de cambio de control el emisor debe ofrecer la recompra de las ON a un precio de compra del 101% del monto principal, más el interés acumulado y no pagado.

Garantías: Las ON están garantizadas por un Gravamen de primer grado de privilegio sobre los siguientes activos:

- a. cuenta de reserva para servicio de deuda y los fondos depositados en la misma (ley norteamericana), y
- b. los generadores y ciertos derechos de las co-emisoras relacionados con aquellos de conformidad con los Acuerdos de Garantías (ley argentina).

Cuenta de Reserva: Las ON contarán como garantía con una cuenta de reserva abierta en el Citibank en Nueva York, que permanentemente deberá tener fondeado el próximo servicio de deuda. El fondeo puede ser en efectivo y/o con una suma proporcionada por Cartas de Crédito, y el total debe ser igual o superior al del Servicio de Deuda. La cuenta estará bajo el dominio y control exclusivo del Agente de Garantía de Estados Unidos, para el beneficio del Fiduciario y de los Tenedores de las Obligaciones Negociables como Beneficiarios de la Garantía.

Contratos de prenda locales: Cada co-emisora prenda a favor del Agente de Garantía Local la totalidad de los derechos de titularidad de cada co-emisora con respecto a: i) los generadores; ii) cualquier póliza de seguro relacionada con los generadores; y iii) cualquier indemnización o compensación que pudiere corresponder a las co-emisoras como resultado de la expropiación de los generadores.

Contrato de Fideicomiso: Las ON se emitirán en el marco de un contrato de Fideicomiso celebrado con Citibank, N.A., quien actuará como Fiduciario, Agente de Registro conjunto, Agente de Transferencia y Agente de Pago.

Compromisos/Limitaciones: El contrato de fideicomiso que rige las ON contiene ciertas cláusulas que limitarán la capacidad de las co-emisoras y sus subsidiarias para entre otras cosas: i) incurrir o garantizar endeudamiento adicional (las restricciones no aplican al endeudamiento para el cierre de ciclo, que está contemplado como permitido); ii) pagar dividendos o hacer otras distribuciones o canjear el capital social; iii) vender activos.

- a) **Límites para el endeudamiento adicional:** cobertura de intereses combinada mayor o igual a 2,0x y endeudamiento neto combinado menor a 3,5x EBITDA desde 2022 (3,75x desde 2018 hasta 2021).
- b) **Límites para el retiro de dividendos:** poder incurrir en al menos 1 USD de deuda adicional y que no supere el 50% del resultado neto combinado acumulado.
- c) **Limitación a la venta de activos:** A menos que la Co-emisora correspondiente reciba una contraprestación al momento de la Venta de activos como mínimo equivalente al Valor Justo de Mercado de los activos vendidos

Anexo IV. Dictamen de Calificación

FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACION DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings) - Reg.CNV N°9

El Consejo de Calificación de **FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings) - en adelante FIX SCR-** realizado el **5 de enero de 2018** asignó en categoría **BBB+(arg)** a la calificación de Emisor de UGEN S.A. y a las Obligaciones Negociables por hasta USD 650 millones a ser co-emitidas por Río Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A.

La **Perspectiva es Estable**.

Categoría BBB(arg): "BBB" nacional implica una adecuada calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país. Sin embargo, cambios en las circunstancias o condiciones económicas tienen una mayor probabilidad de afectar la capacidad de pago en tiempo y forma que para 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)".

La Perspectiva de una calificación indica la posible dirección en que se podría mover una calificación dentro de un período de uno a dos años. La Perspectiva puede ser positiva, negativa o estable. Una perspectiva negativa o positiva no implica que un cambio en la calificación sea inevitable. Del mismo modo, una calificación con perspectiva estable puede ser cambiada antes de que la perspectiva se modifique a positiva o negativa si existen elementos que lo justifiquen.

La información suministrada para el análisis es adecuada y suficiente. La calificación asignada se desprende del análisis de los factores cuantitativos y factores cualitativos. Dentro de los factores cuantitativos se analizaron la rentabilidad, el flujo de fondos, el endeudamiento y estructura de capital, y el fondeo y flexibilidad financiera de la compañía. El análisis de los factores cualitativos contempló el riesgo del sector, la posición competitiva, y la administración y calidad de los accionistas.

Las calificaciones aquí tratadas fueron revisadas incluyendo los requerimientos del artículo 38 de las Normas Técnicas CNV 2013 Texto Ordenado.

Fuentes

- Balances auditados desde 30-06-2017 hasta el 30-09-2017, disponibles en www.cnv.gob.ar.
- Auditor externo a la fecha del último balance: KPMG.

Además la presente calificación se determinó en base a la siguiente información suministrada por el emisor de carácter privado:

- Versión preliminar del Prospecto de las Obligaciones Negociables a ser co-emitidas por Río Energy, UGEN y UENSA, provistas por el emisor el 19 de diciembre 2017.

Las calificaciones incluidas en este informe fueron solicitadas por el emisor o en su nombre y, por lo tanto, FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings) –en adelante FIX SCR S.A. o la calificadora-, ha recibido los honorarios correspondientes por la prestación de sus servicios de calificación.

TODAS LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE FIX SCR S.A. ESTÁN SUJETAS A CIERTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES. POR FAVOR LEA ESTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES SIGUIENDO ESTE ENLACE:

[HTTP://WWW.FIXSCR.COM](http://www.fixscr.com). ADEMÁS, LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN Y LAS CONDICIONES DE USO DE TALES CALIFICACIONES ESTÁN DISPONIBLES EN NUESTRO SITIO WEB [WWW.FIXSCR.COM](http://www.fixscr.com). LAS CALIFICACIONES PÚBLICAS, CRITERIOS Y METODOLOGÍAS ESTÁN DISPONIBLES EN ESTE SITIO EN TODO MOMENTO. EL CÓDIGO DE CONDUCTA DE FIX SCR S.A., Y LAS POLÍTICAS SOBRE CONFIDENCIALIDAD, CONFLICTOS DE INTERÉS, BARRERAS PARA LA INFORMACIÓN PARA CON SUS AFILIADAS, CUMPLIMIENTO, Y DEMÁS POLÍTICAS Y PROCEDIMIENTOS ESTÁN TAMBIÉN DISPONIBLES EN LA SECCIÓN DE CÓDIGO DE CONDUCTA DE ESTE SITIO. FIX SCR S.A. PUEDE HABER PROPORCIONADO OTRO SERVICIO ADMISIBLE A LA ENTIDAD CALIFICADA O A TERCEROS RELACIONADOS. LOS DETALLES DE DICHO SERVICIO DE CALIFICACIONES SOBRE LAS CUALES EL ANALISTA LIDER ESTÁ BASADO EN UNA ENTIDAD REGISTRADA ANTE LA UNIÓN EUROPEA, SE PUEDEN ENCONTRAR EN EL RESUMEN DE LA ENTIDAD EN EL SITIO WEB DE FIX SCR S.A.

Este informe no debe considerarse una publicidad, propaganda, difusión o recomendación de la entidad para adquirir, vender o negociar valores negociables o del instrumento objeto de la calificación.

La reproducción o distribución total o parcial de este informe por terceros está prohibida, salvo con permiso. Todos los derechos reservados. En la asignación y el mantenimiento de sus calificaciones, FIX SCR S.A. se basa en información fáctica que recibe de los emisores y sus agentes y de otras fuentes que FIX SCR S.A. considera creíbles. FIX SCR S.A. lleva a cabo una investigación razonable de la información fáctica sobre la que se basa de acuerdo con sus metodologías de calificación y obtiene verificación razonable de dicha información de fuentes independientes, en la medida de que dichas fuentes se encuentren disponibles para una emisión dada o en una determinada jurisdicción. La forma en que FIX SCR S.A. lleve a cabo la investigación factual y el alcance de la verificación por parte de terceros que se obtenga, variará dependiendo de la naturaleza de la emisión calificada y el emisor, los requisitos y prácticas en la jurisdicción en que se ofrece y coloca la emisión y/o donde el emisor se encuentra, la disponibilidad y la naturaleza de la información pública relevante, el acceso a representantes de la administración del emisor y sus asesores, la disponibilidad de verificaciones preexistentes de terceros tales como los informes de auditoría, cartas de procedimientos acordadas, evaluaciones, informes actuariales, informes técnicos, dictámenes legales y otros informes proporcionados por terceros, la disponibilidad de fuentes de verificación independientes y competentes de terceros con respecto a la emisión en particular o en la jurisdicción del emisor y una variedad de otros factores. Los usuarios de calificaciones de FIX SCR S.A. deben entender que ni una investigación mayor de hechos, ni la verificación por terceros, puede asegurar que toda la información en la que FIX SCR S.A. se basa en relación con una calificación será exacta y completa. El emisor y sus asesores son responsables de la exactitud de la información que proporcionan a FIX SCR S.A. y al mercado en los documentos de oferta y otros informes. Al emitir sus calificaciones, FIX SCR S.A. debe confiar en la labor de los expertos, incluyendo los auditores independientes, con respecto a los estados financieros y abogados con respecto a los aspectos legales y fiscales. Además, las calificaciones son intrínsecamente una visión hacia el futuro e incorporan las hipótesis y predicciones sobre acontecimientos que pueden suceder y que por su naturaleza no se pueden comprobar como hechos. Como resultado, a pesar de la comprobación de los hechos actuales, las calificaciones pueden verse afectadas por eventos futuros o condiciones que no se previeron en el momento en que se emitió o afirmó una calificación.

La información contenida en este informe, recibida del emisor, se proporciona sin ninguna representación o garantía de ningún tipo. Una calificación de FIX SCR S.A. es una opinión en cuanto a la calidad crediticia de una emisión. Esta opinión se basa en criterios establecidos y metodologías que FIX SCR S.A. evalúa y actualiza en forma continua. Por lo tanto, las calificaciones son un producto de trabajo colectivo de FIX SCR S.A. y ningún individuo, o grupo de individuos, es únicamente responsable por la calificación. La calificación no incorpora el riesgo de pérdida debido a los riesgos que no sean relacionados a riesgo de crédito, a menos que dichos riesgos sean mencionados específicamente como ser riesgo de precio o de mercado, FIX SCR S.A. no está comprometido en la oferta o venta de ningún título. Todos los informes de FIX SCR S.A. son de autoría compartida. Los individuos identificados en un informe de FIX SCR S.A. estuvieron involucrados en, pero no son individualmente responsables por, las opiniones vertidas en él. Los individuos son nombrados solo con el propósito de ser contactados. Un informe con una calificación de FIX SCR S.A. no es un prospecto de emisión ni un sustituto de la información elaborada, verificada y presentada a los inversores por el emisor y sus agentes en relación con la venta de los títulos. Las calificaciones pueden ser modificadas, suspendidas, o retiradas en cualquier momento por cualquier razón a sola discreción de FIX SCR S.A. FIX SCR S.A. no proporciona asesoramiento de inversión de ningún tipo.

Las calificaciones representan una opinión y no son una recomendación para comprar, vender o mantener cualquier título. Las calificaciones no hacen ningún comentario sobre la adecuación del precio de mercado, la conveniencia de cualquier título para un inversor particular o la naturaleza impositiva o fiscal de los pagos efectuados en relación a los títulos. FIX SCR S.A. recibe honorarios por parte de los emisores, aseguradores, garantes, otros agentes y originadores de títulos, por las calificaciones. Dichos honorarios generalmente varían desde USD 1.000 a USD 200.000 (u otras monedas aplicables) por emisión. En algunos casos, FIX SCR S.A. calificará todas o algunas de las emisiones de un emisor en particular, o emisiones aseguradas o garantizadas por un asegurador o garante en particular, por una cuota anual. Se espera que dichos honorarios varíen entre USD 1.000 y USD 200.000 (u otras monedas aplicables). La asignación, publicación o diseminación de una calificación de FIX SCR S.A. no constituye el consentimiento de FIX SCR S.A. a usar su nombre como un experto en conexión con cualquier declaración de registro presentada bajo las leyes de cualquier jurisdicción, incluyendo, no de modo excluyente, las leyes del mercado de títulos y valores de Estados Unidos de América y la "Financial Services and Markets Act of 2000" del Reino Unido. Debido a la relativa eficiencia de la publicación y distribución electrónica, los informes de FIX SCR S.A. pueden estar disponibles hasta tres días antes para los suscriptores electrónicos que para otros suscriptores de imprenta.