

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2 de diciembre de 2018

COMISION NACIONAL DE VALORES

25 de Mayo 175

Ciudad de Buenos Aires

República Argentina

Ref.: Hecho Relevante – Obligaciones Negociables Privadas

De nuestra mayor consideración:

Por la presente, en mi carácter de Responsable de las Relaciones de Mercado de MSU Energy informamos que, con fecha 30 de noviembre de 2018, Rio Energy S.A., UGEN S.A. y UENSA S.A. (las “Compañías”), como co-emisoras, emitieron obligaciones negociables privadas garantizadas, con vencimiento en 2023 por U\$S 250 millones (las “Obligaciones Negociables”), bajo el Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables de fecha 21 de noviembre de 2018 (el “Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables”), celebrado entre las Compañías, Citibank N.A., como agente de las obligaciones negociables, agente de pago y agente de registro, La Sucursal de Citibank, N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía, y los compradores ahí mencionados.

Las Obligaciones Negociables tienen un plazo de 5 años y devengan intereses trimestralmente a una tasa variable equivalente a la tasa Libor más un margen del 11,25%. Las Obligaciones Negociables serán amortizadas trimestralmente en once cuotas iguales y consecutivas, a partir de la fecha en la que se cumplan 30 meses desde la fecha de emisión. El Acuerdo de Emisión de Obligaciones Negociables contiene compromisos y eventos de incumplimiento usuales para financiamientos de esta naturaleza para emisoras como las Compañías. Las Obligaciones Negociables se encuentran garantizadas por: (i) una prenda con registro sobre ciertos activos relacionados al Proyecto (tal como se define a continuación), (ii) una cesión fiduciaria de los derechos de cobro bajo los contratos de compraventa de energía del ciclo combinado, los contratos del Proyecto y ciertos seguros; y (iii) una prenda de acciones de las Compañías.

Los fondos serán utilizados para financiar el Proyecto, repagar deuda a corto plazo y para ciertos gastos operativos, según el siguiente detalle:

Fuente ¹	US\$mm	Usos ¹	US\$mm
Obligaciones Negociables Privadas	250	EPC	354
Cash Flow Operación Ciclo Simple	87	Trabajos complementarios, Contingencias y Otros	53
Vendor Finance	103	Impuestos y Impuesto Débitos/Créditos	13
Obligaciones Negociables Vencimiento 2025	50	Total sin IVA	420
		IVA	70
Total	490	Total	490

¹ Fuente: Información de las Compañías.

Las Obligaciones Negociables fueron emitidas en cumplimiento con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias; sin embargo, las Obligaciones Negociables no gozan de las exenciones impositivas previstas en el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, ya que no fueron colocadas mediante oferta pública, y por lo tanto, las Compañías tratarán a las Obligaciones Negociables como “obligaciones negociables privadas” según lo previsto en el artículo 90.1 y 93.c del Decreto N° 279/2018 de Impuesto a las Ganancias y la Resolución General de AFIP N° 4.227. Las Obligaciones Negociables cuentan con autorización de oferta pública en Argentina, y por lo tanto no podrán ser negociadas en circunstancias que puedan constituirse como oferta pública de valores negociables bajo la Ley N° 26.831 y sus modificatorias.

El presente aviso no constituye una oferta de vender o una solicitud de comprar ningún valor negociable. Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas bajo la *U.S. Securities Act of 1933*, tal como fuere modificada (la “U.S. Securities Act”), o bajo las leyes de mercados de valores de ningún estado o jurisdicción de Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables no pueden negociarse en (i) el territorio de los Estados Unidos, salvo para transacciones que no estén sujetas a la obligación de registración bajo la *U.S. Securities Act* o (ii) fuera de los Estados Unidos, salvo bajo la Regulación S, en el marco de la *U.S. Securities Act*, y, en cada caso, en cumplimiento con cada normativa aplicable sobre mercado de valores.

Descripción del Proyecto

El proyecto de conversión y expansión (el “Proyecto”) consiste en integrar equipamiento de ciclo combinado a nuestras instalaciones de ciclo simple: una turbina adicional LM6000 (adicionalmente a las tres que ya se encuentran en los sitios), cuatro generadores de recuperación de vapor, una turbina de vapor (STG), y equipamiento asociado al balance de planta (BOP). Las instalaciones de ciclo-combinado agregarán una capacidad de 100 MW a cada central y operarán tanto con gas natural como diesel. La expansión y conversión a ciclo combinado de nuestras tres centrales de energía, incrementará nuestra capacidad total instalada de 450 MW a 750 MW. Estimamos que el Proyecto estará completo en febrero de 2020, para nuestra central de General Rojo, y en marzo de 2020, para nuestras centrales de Villa María y Barker.

El Proyecto será conducido por A-Evangelista S.A. (“AESA”), como contratista principal, y General Electric, como proveedor del equipamiento, bajo los contratos EPC descritos a continuación. General Electric también estará a cargo de los servicios de pre puesta en marcha y puesta en marcha de los equipos de ciclo combinado.

Contratos EPC

1. *Central de Energía de General Rojo*: El 7 de marzo de 2018, Río Energy S.A. y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el “EPC General Rojo”), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a Río Energy para la expansión de la central de energía de General Rojo de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, Río Energy se comprometió a pagar a AESA una

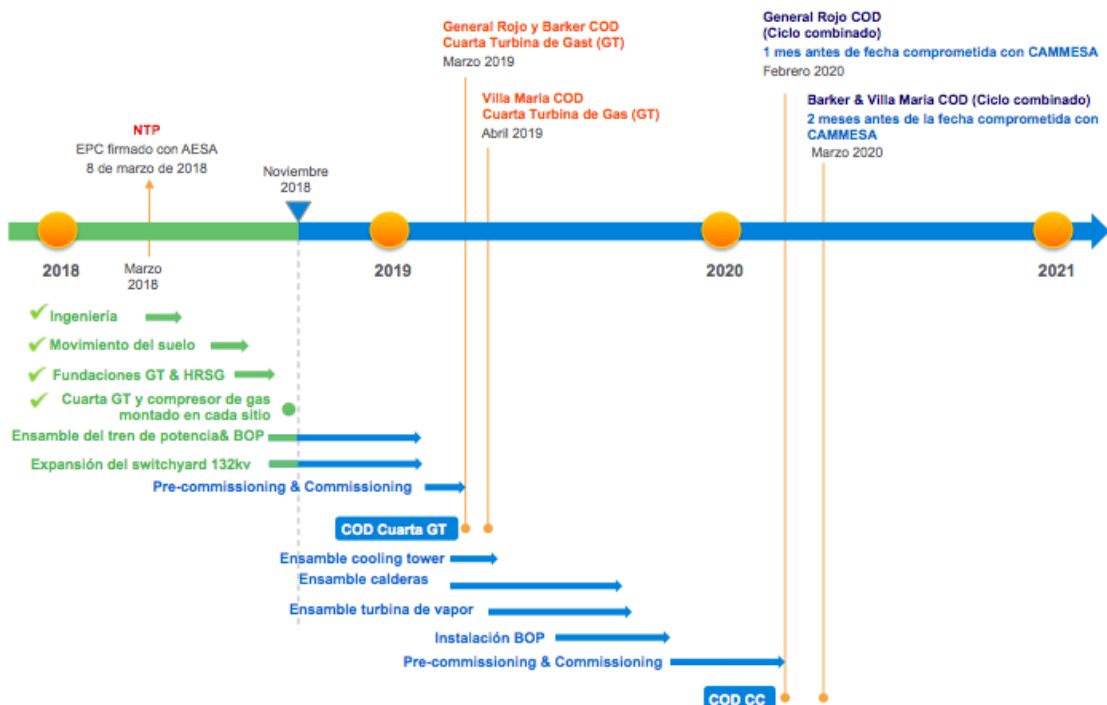
suma total de U\$S 118.183.518. Bajo el EPC General Rojo, la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado, se espera esté concluida el 21 de febrero de 2020.

2. *Barker Power Plant*: El 7 de marzo de 2018, UGEN S.A. y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el “EPC Barker”), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a UGEN para la expansión de la central de energía de Barker de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, UGEN se comprometió a pagar a AESA la suma total de U\$S 118.183.518. Bajo el EPC Barker, la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado, se espera esté concluida el 12 de marzo de 2020.

3. *Villa María Power Plant*: El 7 de marzo de 2018, UENSA S.A. y AESA celebraron un acuerdo de EPC llave en mano (el “EPC Villa María”), mediante el cual AESA se comprometió a prestar ciertos servicios y proveer ciertos equipos a UENSA para la expansión de la central de energía de Villa María de una central de ciclo simple a una central de ciclo combinado, y por dichos servicios y equipos, UENSA se comprometió a pagar a AESA la suma total de U\$S 117.528.318. Bajo el EPC Villa María, la expansión y conversión de la central de energía a ciclo combinado, se espera esté concluida el 12 de marzo de 2020.

Cronograma del Proyecto

El estado y el cronograma del Proyecto es el siguiente:



Proyecciones Financieras

En la presente sección presentamos ciertos datos financieros proyectados, que incluyen proyecciones y estimaciones a futuro. Estas proyecciones se basan en numerosas asunciones y estimaciones sobre eventos futuros, que pueden no materializarse. Si bien consideramos que estas asunciones y estimaciones son razonables, están sujetas inherentemente a relevantes riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Los resultados futuros reales pueden variar sustancial y materialmente de los expresados o implícitos en estas proyecciones a futuro, y nuestro negocio, condición financiera y resultados podrían verse afectados de manera sustancial y adversa por numerosos factores, incluidos los riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos. Como resultado, las proyecciones a futuro deben entenderse únicamente como predicciones y proyecciones de nuestro convencimiento actual y no son garantías de rendimiento. Las presentes declaraciones de advertencia califican expresamente todas nuestras proyecciones a futuro. Las proyecciones a futuro solo se refieren a la fecha de esta presentación, y no debe confiarse indebidamente en estas declaraciones. No asumimos ninguna obligación de actualizar o revisar ninguna estimación o declaración proyectada debido a nueva información, eventos futuros o de otra manera después de la fecha de esta presentación.

	9 GT 450 MW 2018	12 GT 600 MW 2019	12 GT + 3 ST 750 MW 2020					
Proyecciones								
Resultados	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	106.752	131.477	215.847	233.646	233.734	233.734	233.901	234.036
Gastos	16.202	20.663	26.543	30.165	30.513	30.540	30.757	31.220
EBITDA	90.550	110.814	189.304	203.481	203.220	203.194	203.144	202.816
Flujo de Fondos								
Flujo de Fondos Actividades Operativas	102.885	133.623	210.116	246.965	195.780	185.073	181.527	189.142
Gastos de Capital	(348.313)	(162.958)	(138.296)	0	(22.383)	0	0	(40.534)
Gastos Financieros	(60.401)	(75.597)	(77.036)	(70.714)	(61.769)	(49.142)	(41.250)	(54.638)
Flujo de Fondos Libre	(305.829)	(104.932)	(5.217)	176.251	111.628	135.931	140.277	93.970
Ratios								
Deuda Financiera Total	870.081	870.081	870.081	803.215	710.201	617.188	617.188	210.000
Efectivo	135.884	23.739	11.007	112.889	129.299	172.664	312.941	9.768
Deuda Financiera Neta	734.197	846.342	859.074	690.326	580.903	444.524	304.247	200.232
Total Deuda Neta / EBITDA	8.1x	7.6x	4.5x	3.4x	2.9x	2.2x	1.5x	1.0x

Presupuestos:

1. Despacho de energía promedio proyectado: antes de habilitación commercial del ciclo combinado 45%, después de habilitación commercial del ciclo combinado, 90%.
2. Se asume una capacidad promedio ponderada utilizando gas natural y diesel de 90% y 10%, respectivamente.
3. Gastos de capital: trabajos de mantenimiento menores y mayores en 2022 y 2025, respectivamente.

Atentamente,

Hernán Walker
Responsable de Relaciones de Mercado