



Razón reseña:
Anual desde Envío Anterior

Analista
Carlos García B.
Tel. (56) 22433 5200
carlos.garcia@humphreys.cl

Enlasa Generación Chile S.A.

Octubre 2018

Isidora Goyenechea 3621 – Piso 16^o
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 224335200 – Fax 224335201
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Línea de bonos y bonos Tendencia	AA Estable
EEFF base	30 de junio de 2018

Número y fecha de inscripción de emisiones de deuda	
Línea de bonos a 10 años	Nº 772 de 13.12.2013
Serie B (BENGE-B)	Primera emisión

Estado de resultados individuales IFRS							
Miles de US\$	2013	2014	2015	2016	2017	Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018
Total ingresos	79.649	41.325	54.650	38.187	27.635	14.240	9.734
Costo de ventas	-66.164	-32.738	-42.972	-26.272	-14.439	-8.517	-4.531
Ganancia bruta	13.485	8.587	11.678	11.915	13.196	5.723	5.203
Gtos. de administración	-2.661	-2.002	-1.729	-1.953	-1.994	-950	-1.132
Otros ingresos/otros gastos por función	408	297	254	29	8	12	31
Resultado operacional	11.232	6.882	10.203	9.991	11.210	4.785	4.102
Gastos financieros	-3.632	-6.629	-2.533	-2.284	-1.900	-957	-844
Resultado del ejercicio	6.114	-384	4.894	6.489	7.620	2.899	2.125
EBITDA	18.741	12.338	15.245	14.684	15.179	6.808	5.998

Estado de situación financiera individual IFRS						
Miles de US\$	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	jun-18
Activos corrientes	19.391	13.405	14.461	16.925	19.207	14.505
Activos no corrientes	122.761	120.093	118.393	116.987	113.682	110.128
Total activos	142.152	133.498	132.854	133.912	132.889	124.633
Pasivos corrientes	17.144	9.352	9.542	12.437	12.786	9.022
Pasivos no corrientes	52.855	53.560	51.925	46.909	43.896	40.363
Pasivos totales	69.999	62.912	61.467	59.346	56.682	49.385
Patrimonio	72.153	70.586	71.387	74.566	76.207	75.248
Patrimonio y pasivos, total	142.152	133.498	132.854	133.912	132.889	124.633
Deuda financiera	62.720	57.513	53.845	47.830	43.371	37.677

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación) es filial de Energía Latina S.A. y su objetivo es operar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), principalmente vendiendo potencia y, si las condiciones de mercado lo ameritan, comercializando energía en el mercado *spot*. La sociedad posee cuatro centrales generadoras a base de petróleo diésel con una potencia nominal instalada de 336,2 MW, lo que equivale a 283,2 MW de potencia máxima (marcada durante cinco horas continuas).

Durante 2017, **Enlasa Generación** obtuvo ingresos por cerca US\$ 27,6 millones, de los cuales 73,0% correspondió a venta de potencia y 27,0% a venta de energía (durante 2016 los ingresos ascendieron a US\$ 38,2 millones, básicamente por una mayor venta de energía). El EBITDA de la compañía fue de US\$ 15,2 millones y, según balance, cerró el año con pasivos financieros de US\$ 43,4 millones.

A junio de 2018, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 9,7 millones y mantiene pasivos financieros por US\$ 37,7 millones.

Dentro de las principales fortalezas que dan sustento a la clasificación de **Enlasa Generación** en "Categoría AA" se ha considerado el bajo riesgo de su modelo de negocio que, dadas las condiciones actuales del sector eléctrico, implica que la compañía es capaz de generar un EBITDA "piso" por venta de potencia del orden de US\$ 12,8 millones (valor a diciembre de 2017)¹, que en el caso extremo de nulas ventas de energía, le permiten disponer de una importante holgura respecto del calendario de vencimientos que debe enfrentar la emisora. De esta forma, la tabla de amortización del bono emitido por **Enlasa Generación** implica un perfil de pago acorde con el flujo de caja que actualmente genera por si sólo el negocio de venta de potencia.

Debe considerarse, además, la estabilidad de los ingresos por potencia, dado que la estructura de precio se determina para períodos de cuatro años y que cada seis meses se indexa el precio nudo de la potencia, debido a la actual estructuración de los precios.

En forma complementaria, la clasificación de riesgo incorpora la capacidad que presenta la empresa para incrementar su nivel de flujos por medio de la venta de energía en el mercado *spot*. En los hechos, durante el año en curso y en los anteriores, la sociedad ha generado ingresos por este concepto.

¹ Este valor no considera la reliquidación de potencia de US\$1,6 millones.

Dentro del proceso de evaluación también se ha considerado que la compañía no mantiene contrato de ventas de energía por lo que no cuenta con clientes fijos predeterminados (considerando que las centrales solo son despachadas cuando el costo marginal del sistema es superior al declarado por cada central) y, por lo tanto, no presenta riesgo de incumplimiento o de variación en los costos de generación², tal como se puede observar en otras empresas del sector.

Otro elemento positivo considerado en el análisis es la existencia de una administración con conocimiento del sector eléctrico y de cuatro centrales distribuidas a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Desde otra perspectiva, algunos aspectos restrictivos son eventuales aumentos en la capacidad instalada, cambios regulatorios y caídas en la demanda de energía que podrían influenciar negativamente en los ingresos de potencia. Con todo, se deja constancia que la deuda de la empresa está centrada en el mediano plazo.

También la clasificación recoge como riesgos posibles incumplimientos por parte de los operadores del SEN (dependiendo de su envergadura, el *rating* de éstos limitan la clasificación de la empresa) y siniestros que pudiesen afectar las instalaciones de **Enlasa Generación** o el normal funcionamiento de las operaciones (aminorado por seguros contratados y por la cantidad de motores con que la compañía cuenta).

La perspectiva de la clasificación es “*Estable*”, por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía o su nivel de endeudamiento relativo.

A futuro, la clasificación podría verse mejorada ante una baja sustancial en los pasivos financieros del emisor.

Por el contrario, para el mantenimiento de la clasificación, asumiendo que no existe incremento de los pasivos, se requiere que se respete la estructura utilizada en cuanto a un adecuado calce entre pago de pasivos y generación de caja originada por la venta de potencia.

² Aun cuando una central tenga contratado sólo su propia capacidad productiva, nunca está exenta de siniestros que la obliguen a recurrir al mercado *spot*.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Ingresos por venta de potencia con muy bajo riesgo.
- Adecuado pago de los pasivos financieros ligado al flujo de caja del negocio de potencia.

Fortalezas complementarias

- Probabilidad de incrementar flujo por venta de energía.

Fortalezas de apoyo

- Entorno propicio para la venta de energía.
- Capacidad ejecutiva.

Riesgos considerados

- Riesgo regulatorio (con baja probabilidad de manifestarse en el corto-mediano plazo).
- Riesgo pago operadores del SEN (con baja probabilidad de ocurrencia con perjuicios de difícil determinación).
- Siniestro plantas (riesgo cuyo efecto sobre el emisor es susceptible de aminorar vía seguros y de baja probabilidad de ocurrencia, dado que son 159 motores generadores y 2 turbinas).
- Fuerte exceso de oferta de potencia de suficiencia inicial (muy bajo riesgo en el mediano plazo).

Hechos recientes

Resultados a diciembre de 2017

Enlasa Generación obtuvo ingresos por US\$ 27,6 millones, de los cuales un 73,0% corresponde a ventas de potencia, mientras que el 27,0% restante se origina por la venta de energía.

Los ingresos por venta, en relación con el período anual anterior, disminuyeron un 27,6% producto de la menor comercialización de energía en el mercado *spot*, debido principalmente a una mayor generación térmica a gas, eólica y solar en el sistema. En 2016, la compañía generó 153,1 GWh, mientras que en 2017 esta cifra alcanzó los 47,4 GWh. De esta forma, las ventas por generación, que en 2016 totalizaron US\$ 21,5 millones, en 2017 alcanzaron US\$ 7,4 millones, lo que corresponde a una disminución de 65,4%.

Los costos de venta, en concordancia con la menor producción de energía, disminuyeron un 45,0%, así el margen bruto, como porcentaje de los ingresos, fue de 47,8%, mientras que en 2016 fue de 31,2%. De esta forma, el EBITDA de la compañía totalizó US\$ 15,2 millones, un aumento de 3,4% respecto de 2016.

La deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 43,4 millones, que respecto de 2016 disminuyó en un 9,3%.

Resultados a junio de 2018

En los primeros seis meses de 2018, la compañía obtuvo ingresos por US\$ 9,7 millones lo que representa una disminución de 31,6% respecto de igual semestre de 2017. Esta contracción se debe a las menores ventas de energía, en virtud a que la generación disminuyó desde 35,1 GWh en el primer semestre de 2017 a 5,3 GWh a igual período 2018, asociada a la mayor producción térmica a gas, eólica y solar dentro del sistema. De esta manera, los ingresos por generación retrocedieron en 83,0%, totalizando US\$0,9 millones. Los ingresos por potencia crecieron 0,7% en el período y se ubicaron en US\$ 8,8 millones.

El margen bruto bajó un 9,1% respecto de junio de 2017. Así, el margen bruto sobre los ingresos culminó el primer semestre del año 2018 en 53,5%, mientras que, en el mismo periodo finalizado en 2017, este indicador fue de 40,2%.

El EBITDA de la compañía concluyó el periodo en US\$ 6,0 millones, lo que representa una disminución de 11,9%, respecto de junio de 2017. El margen EBITDA, a junio de 2018, fue de 61,6%, mientras que a junio de 2017 era de 47,8%.

La deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 37,7 millones en junio de 2018, lo que significa un retroceso de 13,1% respecto del resultado exhibido por la compañía a diciembre de 2017.

Definición categoría de riesgo

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Oportunidades y fortalezas

Suficiencia de los flujos por potencia: Los flujos del emisor, por venta de potencia, son altamente predecibles y, dada las actuales condiciones del sector eléctrico, con baja exposición a bajas de relevancia en el mediano plazo. Entre 2012 y 2017, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado un EBITDA de US\$ 11,9 millones.

Venta potencial por generación: Dentro de un contexto de largo plazo es razonable esperar ingresos por este concepto, al margen que se traten de flujos esencialmente variables. Sin perjuicio de ello, en un horizonte de corto y mediano plazo, la eventual estrechez de oferta del sistema Eléctrico Nacional ofrece una alta probabilidad de venta de energía y, por ende, de mayores flujos para **Enlasa Generación**. Entre 2012 y 2017, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado ingresos por US\$ 39,6 millones con un EBITDA promedio de energía de US\$ 4,3 millones. A junio de 2018, las ventas ascienden a US\$ 0,9 millones.

Experiencia y formación de los equipos directivos: Los ejecutivos de la empresa presentan una amplia experiencia profesional con conocimiento específico en el sector eléctrico chileno.

Diversidad geográfica de plantas: **Enlasa Generación** dispone de cuatro centrales que operan en el Sistema Eléctrico Nacional, distribuidas geográficamente en las zonas centro norte y centro sur del país, situadas en Diego de Almagro (central San Lorenzo, con una capacidad instalada de 68,5 MW y potencia máxima de 62,2 MW), Coquimbo (Central El Peñón, con una capacidad instalada de 98,9 MW y potencia máxima de 81,0 MW), Teno (Central Teno, con una capacidad instalada de 70,8 MW y potencia máxima de 59,0 MW) y Puerto Montt (Central Trapén, con capacidad instalada de 98,0 MW y potencia máxima de 81,0 MW).

Factores de riesgo

Mercado regulado: Como toda entidad que participa en una industria regulada, la sociedad está expuesta a cambios legales que pueden afectar negativamente la rentabilidad de su negocio. Algunas atenuantes son que en materia regulatoria en Chile tienden a predominar los criterios técnicos y que las condiciones actuales del mercado eléctrico (y aquellas esperadas para los próximos dos años) permiten presumir que la autoridad tendrá incentivos para no debilitar las centrales de respaldo al sistema.

Riesgo crediticio sistema: Considerando que el pago por capacidad instalada es realizado por las operadores del SEN, la empresa no es inmune ante incumplimientos de alguna de las empresas que forman parte del SEN (los tres principales generadores, que concentran el 59,1% de la potencia instalada en el SEN, tienen clasificación de riesgo A+, AA y AA-). Con todo, se

entiende que por la importancia del suministro eléctrico para el país, la industria debe seguir operando.

Riesgo de capacidad disponible: Siempre existe la posibilidad que algún siniestro afecte a alguna de las plantas. No obstante, la existencia de seguros atenúa la exposición de la compañía a este riesgo y, además, el riesgo de que una planta completa salga de operación se atenúa toda vez que se dispone de 159 motores generadores y 2 turbinas de ciclo abierto.

Riesgo de aumento de la potencia de suficiencia inicial instalada: Un crecimiento mayor de la potencia de suficiencia inicial instalada, frente al crecimiento de la demanda eléctrica, podría afectar y disminuir los ingresos por potencia, ya que disminuye el factor de ajuste de demanda³, junto con restringir la probabilidad de generación de energía. Además, la construcción de nuevas centrales, con costos de generación más bajos, disminuiría las posibilidades de **Enlasa** de despachar energía.

Según los datos de *Step* a septiembre de 2018, las centrales de generación en construcción, con fecha de entrada hasta marzo de 2024, aportarían 5.060 MW de potencia al SEN. Actualmente, este Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene una potencia instalada de 24.000 MW y atiende una demanda máxima de 11.000 MW.

Descripción del negocio

Enlasa Generación vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel (Centrales San Lorenzo, El Peñón, Teno y Trapén), las cuales entraron en operación comercial en 2009. En total, tiene una potencia nominal instalada de 336,2 MW equivalentes a 283,2 MW de potencia máxima, lo que corresponde a 1,4% de la potencia instalada en el SEN a diciembre de 2017.

La potencia de suficiencia final o potencia facturable se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Potencia de suficiencia final} = \text{Potencia Máxima} * \text{Factor de Disponibilidad} * \text{Factor de Ajuste de Demanda}$$

Potencia máxima: Para una central térmica es potencia que una central de generación puede entregar por 5 horas continuas.

Factor de Disponibilidad: considera el tiempo que el insumo principal que una central necesita para generar a capacidad máxima está disponible, las potenciales limitaciones de transmisión y

³ El factor de ajuste de demanda es el cociente entre la demanda y la oferta de potencia de suficiencia inicial y afecta directamente los ingresos de potencia de todas las centrales (Ingresos de potencia = Precio de Potencia * Potencia de Suficiencia Inicial*Factor de ajuste de Demanda).

el tiempo de mantenimiento. El valor de este factor es muy cercano a 100% para centrales convencionales, cercano a un 30% para centrales solares y entre un 25 y 40% para centrales eólicas (cambia para cada central).

Factor de Ajuste de Demanda: factor que representa la relación entre la demanda y oferta de potencia (actualmente es cercano al 70%).

Central	Ubicación	Capacidad Nominal Instalada	Potencia Máxima	Tecnología	Combustible	Capacidad Estanques /Autonomía Máxima	Fecha declaración comercial
San Lorenzo	Diego de Almagro	68,5 MW	62,2 MW	2 turbinas de 30 MW; 3 motores generadores de 2,5 MW; 1 motor generador de 1,0 MW.	Diesel	900 m ³ /37 hrs.	17/09/2009, 15/01/2010 y 09/2014
El Peñón	Coquimbo	98,9 MW	81,0 MW	50 motores- generadores de 1,8 MW; 6 motores generadores de 1,15 MW; 2 motores generadores de 1 MW. 36 motores- generadores de 1,8 MW; 4 motores- generadores de 1,5 MW.	Diesel	2.000 m ³ / 100 hrs.	27/07/2009, 29/11/2009 y 09/2014
Teno	Teno	70,8 MW	59,0 MW	50 motores- generadores de 1,8 MW; 7 motores generadores de 1,14 MW	Diesel	800 m ³ /64 hrs	06-05-2009 y 01-04-2017
Trapén	Pto. Montt	98,0 MW	81,0 MW	50 motores- generadores de 1,8 MW; 7 motores generadores de 1,14 MW	Diesel	2.000 m ³ / 117 hrs	24-02-2009

Antecedentes de administración y propiedad

El directorio de Energía Latina S.A., matriz de **Enlasa Generación**, está formado por siete miembros, identificados a continuación:

Nombre	Cargo
Fernando Del Sol Guzmán	Presidente
Horacio Pavez García	Director
Felipe Bertin Puga	Director
Juan León Babarovic	Director
Ignacio Llanos Vidal	Director
Fernando Tisné Maritano	Director
Alejandro Arrau De La Sotta	Director

La administración de la compañía se describe a continuación:

Nombre	Cargo
Jorge Brahm Barril	Gerente General
Cristián Flanagan Bórquez	Gerente de Finanzas y Desarrollo
Juan Apablaza Salinas	Gerente de Operaciones
Segundo Díaz Ramírez	Contador General
Karen Weishaupt Pereira	Subgerente de Administración y Finanzas
Carol Gray Rojas	Subgerente Asuntos Ambientales

Enlasa Generación es controlada, en un 99,9%, por Energía Latina. Por su parte, Energía Latina tiene como propietarios, a junio de 2018, a:

Nombre	% de propiedad
Penta Vida Cia. de Seguros de Vida S.A.	18,23%
Inversiones Mardos S.A.	13,07%
Moneda Corredora de Bolsa Limitada	12,90%
Del Sol Mercado Futuros Ltda.	11,08%
FS Inversiones Ltda.	5,59%
Sociedad de Ahorro Tenaya Dos Ltda	4,34%
Sociedad de Ahorro Villuco Ltda	4,34%
Sociedad de Ahorro Atacalco Dos Ltda	4,34%
Sociedad de Ahorro Alisios Dos Ltda	4,34%
BTG Pactual Chile SAC DE B	3,79%
Agrosonda Inversiones Limitada	2,88%
Valores Security SAC DE B	2,55%
Otros	12,55%

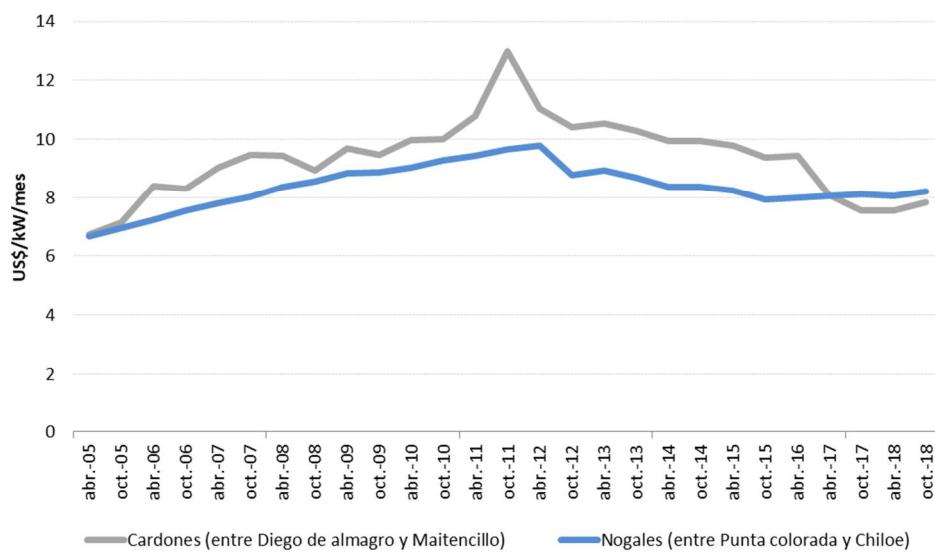
Generación de flujos

La venta de potencia, es decir de la capacidad instalada de **Enlasa Generación** en el SEN, es pagada por los generadores del sistema, independiente de los despachos realizados por cada central. Los pagos se efectúan mensualmente y el Coordinador Eléctrico Nacional determina a que empresas de debe facturar la potencia en función de los déficits que tengan las empresas generadoras.

El valor corresponde al precio nudo de potencia, cuya estructura es fijada por la autoridad reguladora cada cuatro años e indexado cada seis meses (en abril y octubre).

La Ilustración 2 muestra la evolución del precio nudo de potencia del subsistema Diego de Almagro y Polpaico entre los años 2005 y 2018, precios influidos por el tipo de cambio de cada periodo. Entre 2005 y 2011, los precios de la potencia mostraron una tendencia al alza para luego, a partir de 2012 mostrar una tendencia decreciente hasta la actualidad, situándose en 2018 en valores alrededor de 7,8260 US\$/kW/mes en el subsistema de Diego de Almagro y de 8,2222 US\$/kW/mes en Polpaico. No obstante, los últimos registros continúan siendo superiores a los exhibido en 2005.

**Ilustración 1
Evolución precio nudo
(US\$/kW/mes)**



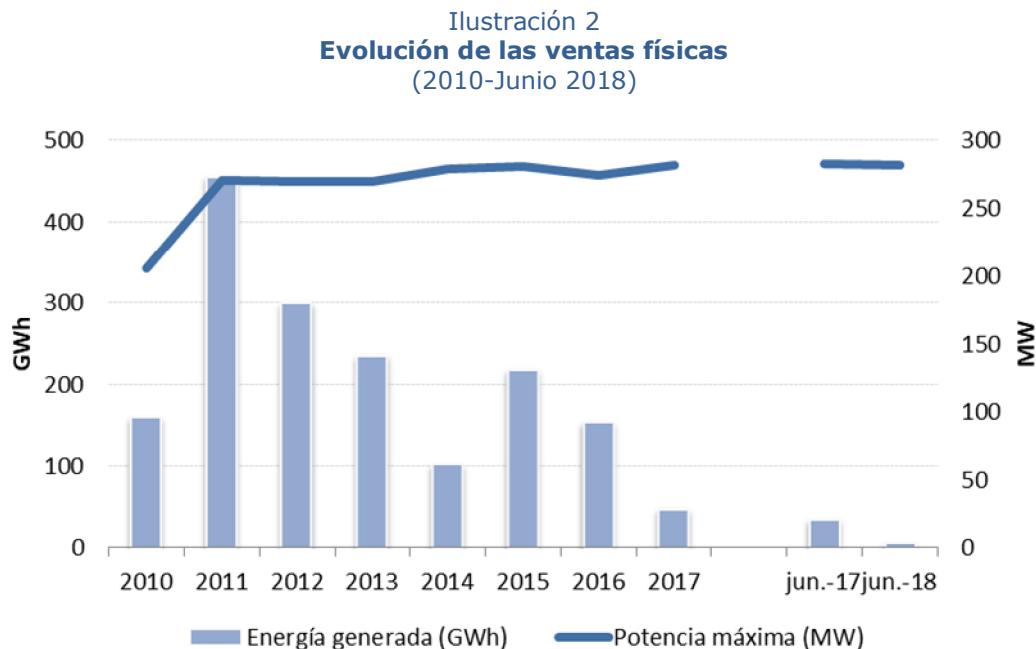
Fuente: CNE

Por otra parte, las centrales de la empresa generan y venden energía cuando hay restricciones de oferta; esto puede ocurrir por fallas, mantenciones, déficit de generación hidroeléctrica o falta de inversiones en nuevas centrales. También por restricciones en los sistemas de transmisión, en horas de demanda máxima o aumentos inesperados de la demanda.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema, esto se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo en determinada hora.

En este ítem, la sociedad no tiene contratos con empresas generadoras, por lo que no tiene clientes fijos predeterminados.

En la Ilustración 2 se presenta la evolución de las ventas físicas de la empresa y se aprecia que, a junio de 2018, se han generado 5,2 GWh, cifra inferior en un 85,0% a lo generado en el primer semestre de 2017.



Evolución indicadores financieros⁴

Evolución de ingresos y EBITDA

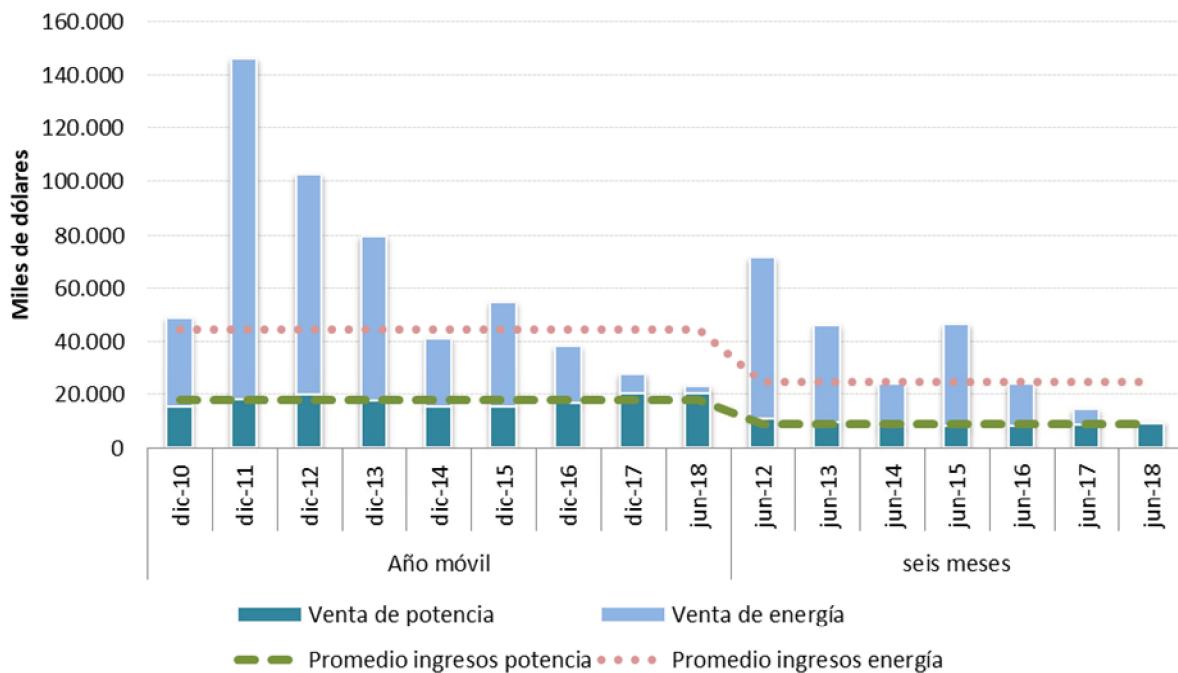
Entre 2010 y el año móvil finalizado en junio de 2018, la empresa ha promediado ingresos por actividades ordinarias de US\$ 62,4 millones anuales, no obstante, que en los últimos doce meses finalizados en junio de 2018 sólo alcanzó la cifra de US\$23,1 millones.

Por un lado, las ventas de potencia han promediado los US\$ 17,7 millones, fluctuando entre un máximo de US\$20,2 millones⁵ en 2018 y un mínimo de US\$15,4 millones en 2014. Por otro lado, las ventas de energía han aportado en promedio US\$ 44,6 millones, alcanzando un máximo de US\$ 127,8 millones en 2011 y un mínimo de US\$ 2,9 millones en el año móvil terminado a junio de 2018 (ver Ilustración 3).

⁴ La empresa utiliza estados financieros mediante la norma contable IFRS desde 2009. Las cifras han sido corregidas a pesos del último período para efectos de comparación histórica y se ha utilizado el año móvil para los indicadores de flujo a junio de 2018.

⁵ Valor incorpora US\$ 1,6 millones de reliquidación de ingresos de potencia.

Ilustración 3
Evolución de los ingresos por segmento
(MUS\$ 2010-Junio 2018)

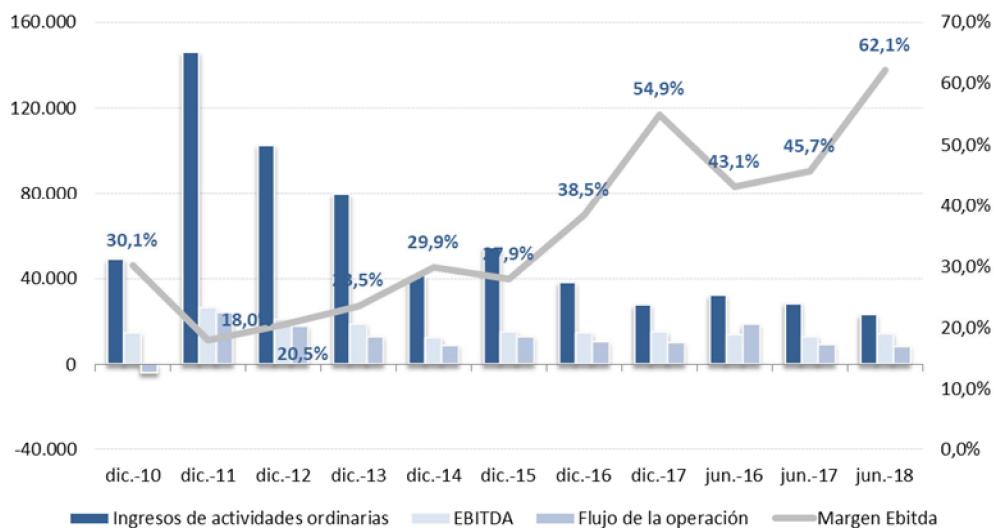


La Ilustración 3 muestra la participación de los ingresos provenientes por la venta de potencia en los ingresos totales de la compañía. Se aprecia que la misma alcanzó un máximo de 87,5% en los doce meses finalizados a junio de 2018, debido a la menor venta de energía en relación con ejercicios anteriores.

De acuerdo con la Ilustración 4, el margen EBITDA tiende a disminuir en los períodos de mayor venta de energía, tal como sucedió en 2011. No obstante, la generación de energía incrementa el resultado en términos absolutos y, con ello, la rentabilidad de los activos.

En el año móvil finalizado en junio de 2018 el EBITDA de la compañía fue de US\$ 14,4 millones, mientras que el margen EBITDA llegó a 62,1%, ratio que a diciembre de 2017 fue de 54,9%.

Ilustración 4
Evolución del margen EBITDA
(2010- Año móvil a junio 2018)



Evolución del endeudamiento financiero

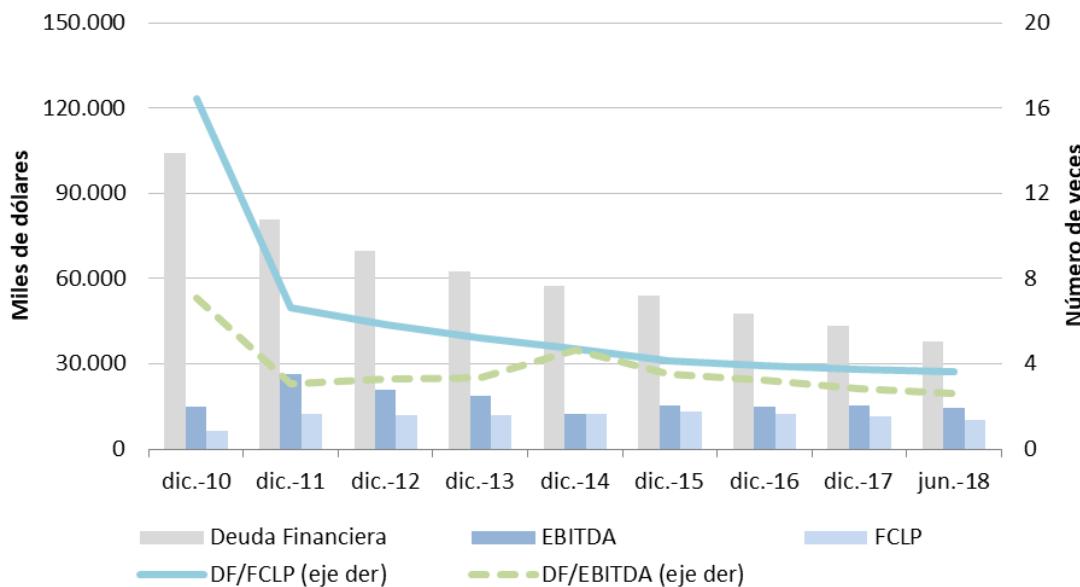
La deuda financiera de **Enlasa Generación** ha presentado una reducción constante en el periodo de evaluación. A diciembre de 2010, exhibía una deuda financiera de US\$ 104 millones, mientras que a diciembre de 2012 se redujo a US\$ 69,6 millones, la que en totalidad correspondía a deudas bancarias. A junio de 2018, las obligaciones financieras totalizaron los US\$ 37,7 millones compuesta en un 90,9% por el bono emitido por la compañía, mientras que un 9,1% corresponde a deuda con bancos.

Aun cuando la relación deuda financiera a EBITDA se incrementó durante 2014 a 4,7 veces, posteriormente este indicador ha presentado una trayectoria decreciente, registrando valores de 3,5, 3,3 y 2,9 veces entre 2015 y 2017. En los doce meses finalizados en junio de 2018, este indicador fue de 2,6.

Por su parte, a junio de 2018, el Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP)⁶ exhibió un valor de US\$ 10,3 millones. De esta forma, el ratio deuda financiera sobre FCLP se situó en 3,6 veces, en comparación con las 3,8 veces registradas en diciembre de 2017, las 3,9 veces de diciembre de 2016 y las 4,1 veces de diciembre de 2015. La tendencia es decreciente en el tiempo.

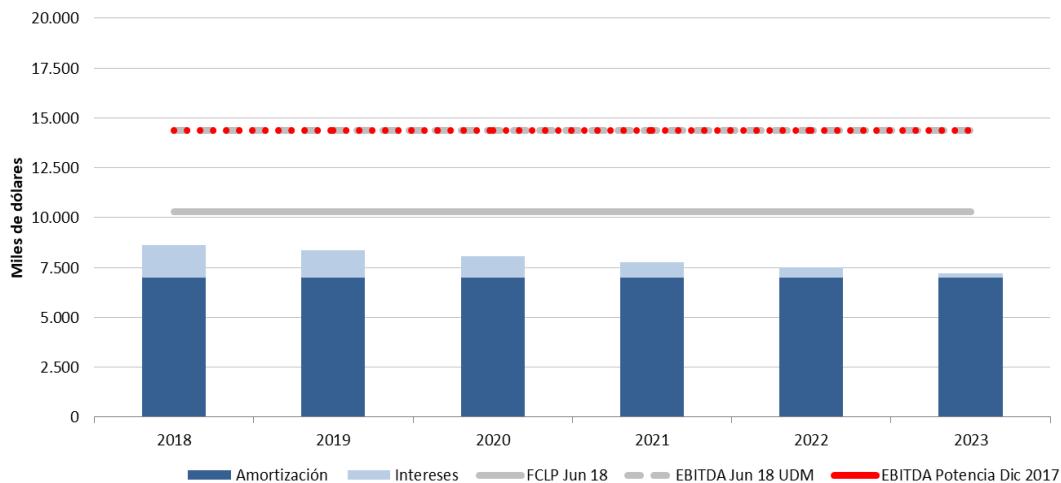
⁶ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

Ilustración 5
Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP
(2010- Año móvil a junio 2018)



El programa de vencimientos de la compañía, a junio de 2018, considerando amortizaciones e intereses, presenta un perfil adecuado con la generación de caja de la compañía. Este patrón se repite durante todo el periodo de vigencia del bono. Es posible apreciar que aún en un escenario de nulas ventas de energía al SEN, por parte de **Enlasa Generación**, la compañía genera holguras frente al calendario de vencimientos que mantiene la compañía, lo que le permite soportar periodos de estrés financieros o hacer frente a requerimientos imprevistos de caja.

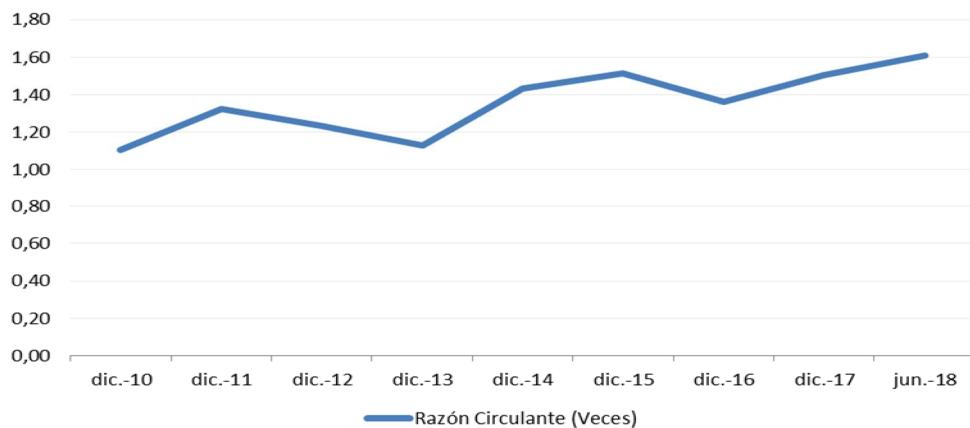
Ilustración 6
Evolución del perfil de vencimientos. Junio 2018
(Miles de dólares)



Evolución de la liquidez

Enlasa Generación ha presentado adecuados niveles de liquidez, los que se han mostrado sobre la unidad durante todo el periodo de evaluación, finalizando el año móvil a junio de 2018 en 1,6 veces. Cerca del 18,5% de los vencimientos financieros al 30 de junio de 2018 corresponden a vencimientos menores a un año, cifra que equivale al 77,1% de los pasivos corrientes de la empresa.

Ilustración 7
Evolución de la razón circulante
(Veces. 2010 – junio 2018)



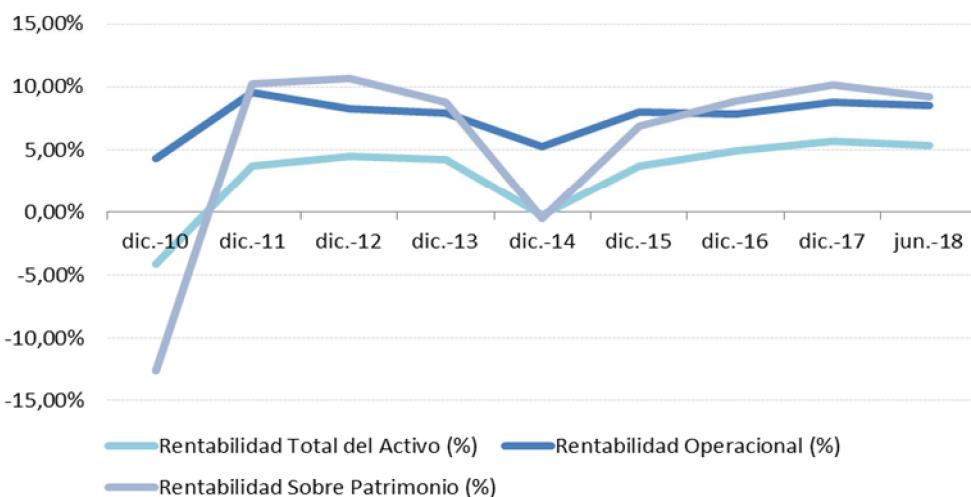
Evolución de la rentabilidad⁷

En términos de rentabilidad, **Enlasa Generación** ha mostrado indicadores bastante variables. A diciembre de 2010, la rentabilidad del activo y sobre patrimonio tuvo un desempeño negativo, llegando a valores iguales a -4,1% y de -12,6%, respectivamente. Lo anterior, se explica por las pérdidas que obtuvo la empresa, iguales a US\$ 8,1 millones, debido a los altos costos financieros que ascendían a US\$ 16,0 millones y que, en parte, correspondían a gastos extraordinarios asociados a la reversión del swap de tasa efectuado al reestructurar la deuda al largo plazo (situación no recurrente).

A partir de 2011, y hasta 2013, las rentabilidades del activo y del patrimonio mostraron cierto nivel de estabilidad, situándose en valores cercanos al 4,0% y al 9,0%, respectivamente. Pero en 2014, ambas mediciones cayeron a valores de -0,3%, en el caso de la rentabilidad del activo, y de -0,5%, en la rentabilidad sobre patrimonio, influidos por el gasto financiero extraordinario correspondiente a US\$ 3,8 millones originados al prepagar la deuda bancaria con los fondos obtenidos producto de la colocación del bono (si se excluye dicho efecto, la rentabilidad es de 2,6% y 4,9%, respectivamente).

A partir de 2015, los ratios se recuperan alcanzando, a junio de 2018, una rentabilidad del activo de 5,37% y 9,18% para la rentabilidad del patrimonio, valores acordes con los registrados en el período 2011-2013 (ver Ilustración 8).

Ilustración 8
Evolución de las rentabilidades
(Porcentajes. 2010 – junio 2018)



⁷ Rentabilidad total del activo = utilidad del ejercicio / activos promedio (descontados los activos en ejecución); rentabilidad operacional = resultado operacional / (activos corrientes, promedio + propiedades planta y equipo, promedio); rentabilidad patrimonio = utilidad del ejercicio / patrimonio total promedio.

Antecedentes de los instrumentos

La compañía colocó el 23 de enero de 2014 el bono de la serie B (con cargo a la línea de bonos N° 772) por UF 1.500.000 para el refinaciamientos de pasivos del emisor.

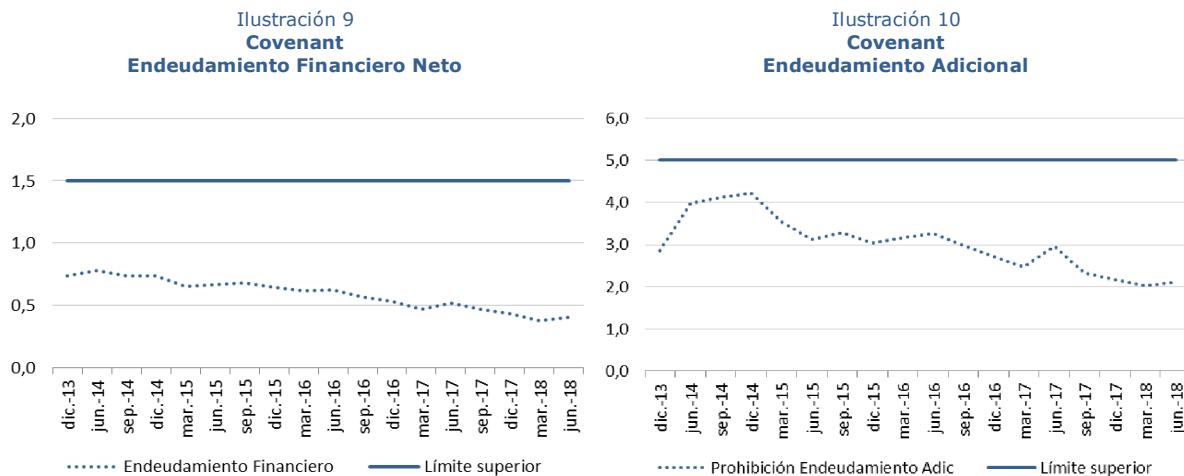
Serie	Monto nominal (UF)	Tasa de interés de carátula	Fecha de vencimiento	Rescate anticipado
B	1.500.000	3,5%	15-nov-23	15-nov-16

Covenants

La serie B tiene los siguientes resguardos financieros:

Covenant	Definición	30-jun-18
Endeudamiento financiero neto	Obligaciones financieras netas sobre patrimonio inferior a 1,50 veces	0,41
Capacidad de generación	Mantener una capacidad instala de generación a firme mínima de 220 MW	281,3 MW

Covenant	Definición	30-jun-18
Endeudamiento adicional	El emisor no podrá asumir nuevas obligaciones si la relación entre obligaciones financieras neta a EBITDA es mayor o igual a 5 veces (no aplica si la nueva obligación no aumenta el valor de las obligaciones financieras netas)	2,14
<i>Negative Pledge</i>	No entregar más del 10% del total de activos del emisor en garantía a un nuevo crédito financiero o una nueva emisión de bonos	Cumple
<i>Cross Default y Cross Acceleration</i>	Por obligaciones mayores al 5% del total de activos del emisor	Cumple



Obligaciones financieras netas: Deuda financiera total – (caja total + activos de cobertura + capital de trabajo por ventas de energía – acreedores comerciales combustibles)

- Deuda financiera total: Otros pasivos financieros, corrientes + otros pasivos financieros, no corrientes.
- Caja total: Efectivo y equivalentes al efectivo + depósitos a plazo de duración superior a noventa días.
- Activos de cobertura: Derivado de cobertura.
- Capital de trabajo por ventas de energía: Deudores comerciales por venta de energía neto de provisión de incobrables.
- Acreedores comerciales combustible: Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes.

EBITDA: Ganancia (pérdida) por actividades de operación antes de impuestos + valor absoluto de la depreciación + valor absoluto de la amortización.

"La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Comisión para el Mercado Financiero y en aquélla que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."