

ENLASA GENERACIÓN CHILE S.A

*Analisis Razonado de los Estados Financieros
correspondiente al período terminado al 30 de junio de 2018*

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2018

CONTENIDO

1.	Introducción	3
2.	Análisis del estado de resultado	4
2.1	Análisis de EBITDA	4
2.2	Análisis otros ítems no operacionales	5
3.	Análisis del estado de situación financiera clasificado	6
4.	Análisis del estado de flujos de efectivo directo	8
5.	Indicadores Financieros	9
6.	Análisis diferencias entre valores libros y valores de mercado de los principales activos	10
7.	Análisis de tendencias del mercado eléctrico	10
8.	Análisis de riesgo de mercado	10
8.1	Descripción del negocio y riesgos asociados	10
8.2	Riesgo Regulatorio	11
8.3	Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada	11
8.4	Riesgo asociados a sus flujos operacionales	12
8.5	Riesgo combustible	12
8.6	Riesgo cambiario y de tasa de interés	12

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, este debe leerse junto con los estados financieros y notas respectivas, los que se han preparado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés).

En el análisis de cifras se debe tener presente que, para el Estado de Situación Financiera, se comparan los saldos al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017; el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan los saldos al 30 de junio de 2018 y 2017.

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUS\$).

Enlasa Generación Chile S.A. es una sociedad que proporciona el servicio de generación de energía eléctrica. La Sociedad, vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel: Trapen, Teno, Peñón y San Lorenzo ubicadas en la X, VII, IV y III región, respectivamente. La capacidad instalada de generación a firme que tienen estas cuatro centrales corresponde a 281,3 MW al 30 de junio de 2018.

El sector eléctrico chileno cuenta con 3 sistemas interconectados y la Sociedad opera en el de mayor tamaño, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 30 de junio de 2018 y 2017 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADO	Enero – Junio	
	2018	2017
Ingresos de operación	9.766	14.256
Costos de operación y administración	(3.768)	(7.448)
EBITDA	5.998	6.808
Depreciación y amortización	(1.896)	(2.023)
Ganancia por actividades de operación	4.102	4.785
Resultado financiero (neto)	(714)	(861)
Otros	(444)	89
Ganancia antes de impuesto	2.944	4.013
Impuestos a las ganancias	(819)	(1.114)
Ganancia del periodo	2.125	2.899

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$2.125 al 30.06.18, menor al resultado del periodo terminado al 30.06.17 que alcanzó a MUS\$2.899; la diferencia se origina principalmente por un menor margen operacional al 30.06.18, por menores ventas de energía

El EBITDA totalizó MUS\$5.998 al 30.06.18, menor que el EBITDA de MUS\$6.808 registrado en el 30.06.17. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero – Junio	
	2018	2017
Ingresos de operación		
Ventas de potencia	8.798	8.740
Ventas de energía	934	5.490
Otros Ingresos	34	26
Total ingresos de operación	9.766	14.256
Costos de operación y administración		
Petróleo	(671)	(4.155)
Consumibles	(86)	(233)
Otros costos de producción	(1.926)	(2.165)
Gastos de administración	(1.085)	(895)
Total costos de operación y administración	(3.768)	(7.448)
Total EBITDA	5.998	6.808

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de potencia que alcanzan el 90,1% del total de ingresos en 2018 (61,3% para el 2017), y las ventas de energía que representan el 9,6% de los ingresos en 2018 (38,5% para el 2017).

Los ingresos de operación presentan una disminución de MUS\$4.490, respecto del mismo período anterior, debido principalmente a los menores ingresos por ventas de energía, disminución de MUS\$4.556, estos menores ingresos se explican por la menor energía generada en el período terminado al 30.06.18 que alcanzo los 5,2 GWh (34,7 GWh al 30.06.17); ésta menor generación se debe principalmente a una mayor generación térmica a gas, eólica y solar.

Las ventas de potencia se mantienen en línea, la capacidad instalada alcanzó los 281,3 MW al 30.06.18.

Los costos de operación, en concordancia con la menor producción de energía, presentan una disminución de MUS\$3.680, respecto del periodo 30.06.17. Principalmente por menor consumo de petróleo y consumibles.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	Enero – Junio	
	2018	2017
Depreciación y amortización	(1.896)	(2.023)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	130	96
Costos financieros	(844)	(957)
Total resultado financiero	(714)	(861)
Otros		
Diferencias de cambio	(554)	(25)
Resultados por unidades de reajuste	110	114
Total Otros	(444)	89
Total ítems no operacionales	(1.158)	(772)

La depreciación y amortización del período al 30.06.18 por MUS\$1.896, presenta una disminución respecto del mismo período terminado al 30.06.17, explicado por una menor depreciación horaria de motores generadores, debido a menor generación de energía.

El resultado financiero (neto) presenta una disminución de MUS\$147 respecto al periodo terminado al 30.06.17, lo que se explica principalmente por los menores costos financieros; los menores gastos se originan en menor stock de deuda.

En la partida “Otros”, la pérdida de MUS\$444 se origina principalmente en la diferencia de cambio, que muestra una pérdida de MUS\$554 al 30.06.18, lo anterior asociado a activos en pesos chilenos, los cuales se depreciaron respecto del dólar (aumento de la tasa de cambio).

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se muestran las principales partidas de los activos corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en MUS\$:

ACTIVOS	30-06-2018	31-12-2017
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.403	771
Otros activos financieros, corrientes	2.353	7.602
Otros activos no financieros, corrientes	3.982	4.051
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	2.352	4.485
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	59	1
Inventarios	2.356	2.297
Total activos corrientes	14.505	19.207
Otros activos financieros no corriente	1.154	1.901
Otros activos no financieros no corrientes	2.467	3.965
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	18
Propiedades, planta y equipo, neto	106.492	107.798
Total activos no corrientes	110.128	113.682
Total activos	124.633	132.889

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$14.505, inferior a los MUS\$19.207 del cierre 2017, explicado principalmente por una disminución en efectivo y equivalente al efectivo y otros activos financieros corrientes por menor EBITDA, pago de dividendos y pago de deuda financiera. Los deudores comerciales presentan una disminución de MUS\$2.133 por menores ventas de energía.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$110.128, menor al cierre 2017 de MUS\$113.682, esto debido principalmente a disminución de MUS\$1.498 en otros activos no financieros y MUS\$1.306 de propiedades, plantas y equipos por efecto de la depreciación compensado parcialmente con adiciones del período.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-06-2018	31-12-2017
Otros pasivos financieros, corrientes	6.956	7.850
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	1.093	1.757
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	2.286
Otras provisiones, corrientes	973	893
Total pasivos corrientes	9.022	12.786
Otros pasivos financieros, no corrientes	30.721	35.521
Pasivos por impuestos diferidos	9.642	8.375
Total pasivos no corrientes	40.363	43.896
Capital emitido	65.993	65.993
Otras reservas	1.901	693
Ganancia acumulada	7.354	9.521
Total patrimonio neto	75.248	76.207
Total pasivo y patrimonio	124.633	132.889

Los pasivos corrientes y no corrientes al 30.06.18 disminuyen en MUS\$7.297 debido principalmente por amortización de deuda y pago de dividendos, compensado por un aumento en los impuestos diferidos..

El patrimonio alcanzó MUS\$75.248, menor al cierre 2017, esta disminución se explica principalmente en el rubro ganancia acumulada la cual disminuye por pago de dividendos en el mes de mayo.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2018 y 2017, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Junio	
	2018	2017
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.894	3.602
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	5.080	3.152
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(4.365)	(4.810)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	2.609	1.944
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	23	7
Saldo inicial de efectivo	771	2.552
SALDO FINAL DE EFECTIVO	3.403	4.503

La disminución de MUS\$1.100 en el Efectivo al 30.06.18 respecto al mismo período al 30.06.17 se origina en:

Actividades de operación: registra un saldo de MUS\$1.894, inferior a los MUS\$3.602 del primer semestre de 2017, lo anterior, por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía.

Actividades de inversión: presenta un saldo positivo de MUS\$5.080 que corresponden principalmente a rescate de inversiones por MUS\$5.687, compensada por compras de propiedades planta y equipos por MUS\$607.

Actividades de financiación: se mantienen en línea al cierre de los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017, los cuales corresponden principalmente a pago de deuda.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018**5. Indicadores Financieros**

	Unidad	30-06-2018	31-12-2017
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,61	1,50
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,35	1,32
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,50	0,56
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,18 0,82	0,17 0,83
	Unidad	30-06-2018	30-06-2017
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	4,49	5,19
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	2,91%	4,08%
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	5,63% 3,63%	6,21% 4,14%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0501	0,0683

6. Análisis diferencias entre valores libros y valores de mercado de los principales activos

La Sociedad estima que no existen diferencias significativas entre el valor libro de sus activos y el valor de mercado, en consideración a que: i) las cuatro plantas de generación eléctrica que posee la Sociedad iniciaron su construcción a fines del año 2008 y se terminaron de construir durante el año 2009, ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en US\$ y se registran en US\$ iii) los costos de adquisición y ejecución de los proyectos fueron a valores de mercado.

7. Análisis de tendencias del mercado eléctrico

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció el año 2016 un 1,3% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,9%.

El período terminado al 30.06.18, la Sociedad generó un menor volumen de energía respecto al mismo período terminado al 30.06.17, lo anterior por una mayor generación térmica a gas, eólica y solar en el Sistema Eléctrico Nacional.

8. Análisis de riesgo de mercado

8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados

Enlasa Generación Chile S.A., es una empresa orientada a la generación de electricidad. La Sociedad vende potencia y energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo.

Con las ventas de potencia se financian todos los gastos fijos y financieros de la Sociedad, así como las amortizaciones de la deuda y generan excedentes para los accionistas. Las ventas de energía cubren sus costos variables respectivos y generan excedentes adicionales.

La venta de potencia (capacidad instalada) es pagada mensualmente por generadores del SEN independiente de los despachos de la central. El precio que se paga es fijado por la autoridad reguladora (Precio de Nudo de Potencia) cada seis meses (abril y octubre).

Las centrales de la Sociedad generan energía cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable de generación de sus centrales; este costo de generación de sus plantas es superior al costo medio del sistema en circunstancias normales de abastecimiento eléctrico.

Las centrales generan y venden energía con mayor probabilidad cuando: i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: fallas o mantenciones de centrales, por déficit de generación hidroeléctrica o por falta de inversión en nuevas centrales, ii) restricciones en los sistemas de transmisión, iii) en horas de demanda máxima o iv) aumentos inesperados en la demanda.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema; este se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo, en esa hora. Las centrales son despachadas sólo cuando el costo marginal del sistema es igual o superior a sus costos variables. Los pagos son efectuados mensualmente por los generadores deficitarios respecto de sus contratos, en las horas que generó.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de junio de 2018

La Sociedad no tiene contratos de venta con empresas generadoras u otros clientes, por lo tanto, no se tienen clientes fijos predeterminados. Mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), determina a que empresas se debe facturar la potencia y energía que se genere, en función de los déficits que tengan las empresas generadoras en relación a su disponibilidad.

El principal insumo de la Sociedad para generar energía es el petróleo, los principales proveedores son: Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A., Empresa Nacional de Energía ENEX S.A. y Esmax Ltda.

8.2 Riesgo regulatorio

El principal riesgo al que se ve enfrentada la Sociedad es a los cambios en las normas regulatorias que afecten la determinación de los precios. El marco regulatorio actual fue fijado en el año 1982, a la fecha se han realizado algunos cambios que lo han perfeccionado, permitiéndole una continuidad que le ha dado gran estabilidad. El sistema regulatorio busca mantener en el tiempo una capacidad instalada de generación que permita abastecer en todo instante la demanda, y con una capacidad de reserva tal que permita hacer frente a diversas condiciones de abastecimiento.

Respecto al riesgo de precio de la potencia, este es fijado por la autoridad reguladora considerando un estudio que la CNE efectúa cada 4 años en el que se determina precio, formula de indexación y aspectos técnicos de aplicación. Al amparo de este estudio la CNE fija cada 6 meses el precio nudo de la potencia (al término del mes de abril y octubre de cada año), considerando las variables asociadas a la formula de indexación y a los parámetros técnicos definidos en el estudio que al efecto esté vigente. Actualmente, rige el estudio de la CNE de septiembre 2016.

El precio de la potencia debe reflejar los costos de inversión de una central que sólo genera en horas de punta, con características similares a las que posee la empresa. Dado el actual nivel de precios, se estima que este se mantendrá en los niveles actuales pues no se vislumbran cambios tecnológicos ni variaciones relevantes en la oferta que la afecten.

Respecto al riesgo de precio de las ventas de energía, este no existe, dado que las ventas son todas a precios spot.

8.3 Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada

Un crecimiento en la potencia instalada mayor al crecimiento de la demanda eléctrica, pueden afectar sus ingresos de potencia y disminuir su probabilidad de generación. El crecimiento promedio en el SEN los últimos 20 años fue de 5.8 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 2,9%.

La instalación de nuevas centrales, con costos variables de generación más bajos, puede disminuir su probabilidad de despacho y disminuir sus ingresos de energía.

8.4 Riesgo asociado a sus flujos operacionales

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional y tienen un horizonte de recupero no mayor a 15 días desde cada facturación. En todo caso al 30 de junio de 2018 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.709, que cubre la estimación de no pago de ventas efectuadas a Campanario Generación S.A. en los meses de junio, julio y agosto de 2011, por la situación de quiebra que la afecta.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores.

8.5 Riesgo combustible

El combustible utilizado por las centrales constituye el principal costo operacional variable, las centrales son despachadas a generar energía por el Coordinador Eléctrico Nacional, cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable declarado por las centrales de su propiedad; ese costo declarado incluye los costos de petróleo diésel, y este precio es declarado semanalmente, o con mayor frecuencia, en función de la variación del precio del petróleo; dada la modalidad de despacho el precio no constituye riesgo.

Respecto al abastecimiento del petróleo, la Sociedad cuenta con acuerdos de suministro con las principales empresas distribuidoras (COPEC, ENEX, ESMAX) para el combustible, de requerirse sea entregado en cada una de sus centrales generadoras.

8.6 Riesgo cambiario y de tasa de interés

La sociedad lleva su contabilidad en dólares, pues su moneda funcional es el dólar estadounidense.

Las variaciones en el tipo de cambio, tienen un efecto menor. Los ingresos de la Sociedad están en dólares: los precios de la potencia se fijan cada seis meses o antes si hay variaciones en sus indexadores y los precios de la energía se fijan cada hora en US\$. Los principales costos variables (petróleo diésel para generar) están indexados al US\$.

Sus activos fijos fueron adquiridos en US\$, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$. La deuda del bono fue tomada en UF y tiene mecanismos de cobertura que la redenomina en US\$.

Por tanto, los riesgos de tasa de cambio sólo afectan a la deuda de capital de trabajo.

Respecto al riesgo de tasa de interés al 30.06.18 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.