ENERGÍA LATINA S.A.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 30 de septiembre de 2017, la Sociedad, ha preparado sus estados financieros de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accouting Standards Board (IASB).

En el análisis de cifras se debe tener presente que para el Estado de situación financiera se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016; el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2017 y 2016.

Energía Latina S.A. posee dos filiales, Enlasa Generación Chile S.A. y Enlasa Energía S.A., ambos con más del 99,9% de participación; de los cuales el activo relevante es la filial Enlasa Generación Chile S.A. que posee las centrales de generación, por los que los activos y pasivos consolidados, resultados y flujo de efectivo corresponden principalmente a los de esa filial. Las sociedades se dedican al negocio de la generación de energía.

Por otro lado, la Sociedad posee dos sociedades con una participación del 50% en cada una de ellas y ambas se registran como inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. Las sociedades son Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera S.A..

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUS$), dada que esta es la moneda funcional y a que la contabilidad de la Sociedad se registra en dólares estadounidenses.

Los activos y pasivos de la Sociedad han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios.

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

a) En el cuadro siguiente se muestran los activos corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, en MUS$:

ACTIVOS	**Al 30-sep-2017**	**Al 31-dic-2016**
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.992	2.656
Otros activos financieros, corrientes	329	5.320
Otros activos no financieros, corrientes	3.985	3.035
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	4.397	3.926
Inventarios	2.352	2.106
Total activos corrientes	**19.055**	**17.043**
Otros activos no financieros, no corrientes	4.723	6.330
Activos intangibles distintos de plusvalía	20	25
Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación	1.304	95
Propiedades, planta y equipos	108.728	110.904
Total activos no corrientes	**114.775**	**117.354**
Total activos	**133.830**	**134.397**

El Efectivo y equivalente al efectivo alcanzó MUS$7.992, superior a los MUS$2.656 del cierre al 31 de diciembre de 2016; esto se origina por los flujos operacionales generados durante el período terminado al 30 de septiembre de 2017.

Los Otros activos financieros, corrientes, corresponden a depósitos a plazo; su disminución se explica por el pago de dividendos en mayo de 2017.

Los Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar presentan un mayor saldo al 30.09.17 que corresponde principalmente a clientes pendientes de recaudación. Rebajando esta cuenta se incluye una provisión de incobrables por MUS$2.782, que corresponden a la estimación de la Sociedad por la irrecuperabilidad de las ventas efectuadas a Campanario Generación S.A., en los meses de junio, julio y agosto de 2011, sociedad ésta última declarada en quiebra el 13 de septiembre 2011; el saldo deudor neto es cero.

Los inventarios se mantienen en línea al 30.09.17, corresponden a los stocks de petróleo y consumibles.

Los Otros activos no financieros, tanto corriente como no corriente, corresponden a remanente de crédito fiscal.

Las inversiones contabilizadas utilizando el método de participación corresponden al 50% de las acciones de las sociedades Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera S.A.; su incremento se origina en aumentos de capital en el período.

Las propiedades, planta y equipos, corresponde a la valorización de las cuatro plantas de generación de energía eléctrica que posee la filial Enlasa Generación Chile S.A. en operaciones; el menor valor presentado al 30.09.17, corresponde principalmente a la depreciación del período.

b) En el cuadro siguiente se muestran los pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, en MUS$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	**Al 30-sep-2017**	**Al 31-dic-2016**
Otros pasivos financieros, corrientes	7.394	6.675
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	1.343	4.156
Otras provisiones, corrientes	478	1.608
Total pasivos corrientes	**9.215**	**12.439**
Otros pasivos financieros, no corrientes	37.563	41.155
Pasivos por impuestos diferidos	7.943	5.590
Total pasivos no corrientes	**45.506**	**46.745**
Capital emitido	67.906	67.906
Otras reservas	1.260	1.113
Ganancia acumulada	9.943	6.194
Total patrimonio neto	**79.109**	**75.213**
Total pasivo y patrimonio	**133.830**	**134.397**

Los otros pasivos financieros corrientes y no corrientes corresponden a deuda de financiamiento de inversión. En Notas 17 y 30 de los estados financieros consolidados intermedios se indica la estructura de la deuda, moneda, tasas y calendario de amortización, y las obligaciones contraídas.

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes, ascienden a MUS$1.343 al cierre de septiembre de 2017, lo cual implicó una disminución de MUS$2.813 en relación al cierre de diciembre de 2016. Esta variación se explica principalmente por las menores compras de petróleo diésel, por la menor generación de energía a septiembre de 2017, y a la provisión de dividendos por MUS$1.693 al cierre de diciembre 2016.

De las utilidades acumuladas por MUS$9.943 al 30.09.17, MUS$6.059 corresponden a utilidad del período y MUS$3.884 a utilidades netas de ejercicios anteriores.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO DEL EJERCICIO

Las principales partidas del Estado de Resultados al 30 de septiembre de 2017 y 2016 en MUS$ son:

ESTADO DE RESULTADO	Al 30-sep-2017	Al 30-sep-2016
Ingresos ordinarios	22.444	33.634
Costos de ventas	(11.463)	(24.279)
Ganancia bruta	**10.981**	**9.355**
Gastos de administración	(1.871)	(1.581)
Otros ingresos/gastos, por función	(1)	(240)
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	**9.109**	**7.534**
Ingresos financieros	132	88
Costos financieros	(1.439)	(1.746)
Participación en negocios conjuntos	(91)	-
Otros	592	475
Ganancia antes de impuesto	**8.303**	**6.351**
Impuestos a las ganancias	(2.244)	(1.585)
Ganancia (pérdida) del ejercicio	**6.059**	**4.766**
EBITDA		
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	9.109	7.534
Participación en negocios conjuntos	(91)	-
Amortización	5	4
Depreciación	3.014	3.693
EBITDA	**12.037**	**11.231**

La Sociedad registra una ganancia de MUS$6.059 al 30.09.17, mayor al resultado del período terminado al 30.09.16 que alcanzó a MUS$4.766; la diferencia se origina principalmente por un mayor margen operacional al 30.09.17, por mayores ingresos por potencia.

Tal como se indica en la Nota 24 (b) de los estados financieros consolidados intermedios, los ingresos ordinarios corresponden a los ingresos por ventas de energía (29,8% del total durante 2017 y 63,1% durante 2016) y de potencia (70,2% del total en el 2017 y 36,9% durante 2016).

Los menores ingresos del año 2017 se originan en menores ventas de energía: 42,1 GWh a septiembre de 2017 y 150,6 GWh a septiembre de 2016; ésta menor generación se debe principalmente una mayor generación térmica a gas, eólica y solar.

Tal como se indica en la Nota 25 de los estados financieros consolidados intermedios, el principal componente de los gastos por naturaleza corresponde a los costos variables de generación con petróleo diésel (43,4 % del total del costo de venta para 2017 y 60,8% del total del costo de venta para 2016). Los mayores costos del 2016 se originan por las mayores ventas de energía.

Tal como se indica en la Nota 26 de los estados financieros consolidados, los costos financieros alcanzaron a MUS$1.439 al 30.09.17, de los cuales MUS$1.406 corresponden a intereses devengados del bono serie B y préstamos bancarios, y MUS$33 a otros gastos financieros; los menores gastos se originan en menor stock de deuda. Al 30.09.16 los costos alcanzaron MUS$1.746 de los cuales MUS$1.617 corresponden a los intereses devengados de créditos y bono serie B, MUS$129 a Otros gastos financieros.

En la partida "Otros", la utilidad de MUS$592 se origina en la cuenta del estado de resultados Diferencias de Cambio, que muestra una utilidad de MUS$475, la que se detalla en la Nota 27 de los estados financieros consolidados intermedios, y ganancia por Resultados por unidades de reajuste de MUS$117, la que se detalla en la Nota 28 de los estados financieros consolidados intermedios.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de septiembre de 2017 y 2016, en MUS$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**Al 30-sep-2017**	**Al 30-sep-2016**
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.590	13.803
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	3.102	(1.855)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(4.409)	(2.845)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	5.283	9.103
Efecto de las variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	53	71
Saldo inicial de efectivo	2.656	2.233
SALDO FINAL DE EFECTIVO	**7.992**	**11.407**

4. INDICADORES

	Unidad	Al 30-sep-2017	Al 31-dic-2016
LIQUIDEZ CORRIENTE			
Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	2,07	1,37
RAZÓN ÁCIDA			
(Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,81	1,20
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO			
(Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,57	0,60
PROPORCIÓN DEUDA			
Préstamos corto plazo/Préstamos totales	veces	0,16	0,15
Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces	0,84	0,85

		Al 30-sep-2017	Al 30-sep-2016
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS			
(Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros)/Gastos financieros	veces	6,77	4,64
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO			
Utilidad(perdida) del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad(perdida) del ejercicio	%	8,29%	6,77%
RENTABILIDAD ACTIVOS			
EBITDA/Total activo fijo neto	%	11,07%	10,13%
EBITDA/Total activo fijo bruto	%	7,31%	6,89%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN			
Utilidad (Pérdida) del ejercicio/Número acciones	US$/acción	0,1385	0,1089

5. 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.

6. ANÁLISIS DE TENDECIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

La generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) creció el año 2016 un 1,6% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,9%.

En el período terminado al 30 de septiembre de 2017, la Sociedad generó un menor volumen de energía respecto al mismo período de 2016, lo anterior por una mayor generación térmica a gas, eólica y solar.

7. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

7.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS

La Sociedad, a través de su filial Enlasa Generación Chile S.A., vende potencia y energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diesel.

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 SIC 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 filial 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 de la filial 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.

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

7.2. 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 termino 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.

7.3. RIESGO DEMANDA ELECTRICA 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 SIC 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.

7.4. RIESGOS ASOCIADOS 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 Interconectado Central y tienen un horizonte de recupero no mayor a 15 días desde cada facturación. En todo caso al 30 de septiembre de 2017 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS$2.782, 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 (ver nota 30.c a los estados financieros consolidados intermedios).

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

7.5. RIESGO DE 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 diésel, la Sociedad cuenta con convenios de suministro con las principales empresas distribuidoras (COPEC, ENEX, ESMAX) para el combustible, de requerirse sea entregado en cada una de sus centrales generadoras.

7.6. RIESGO CAMBIARIO Y DE TASA 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 fija 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$, y la deuda de largo plazo está en US$: porque fue tomada en UF y tiene mecanismos de cobertura.

Por tanto, los riesgos de tasa de cambio sólo afectan al capital de trabajo.

Respecto al riesgo de tasa de interés al 30.09.17 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.