

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

*Análisis razonado de los estados financieros consolidados intermedios
correspondiente al período terminado
al 31 de marzo de 2021*

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 ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES	12
8.5 RIESGO COMBUSTIBLE	12
8.6 RIESGO CAMBIARIO Y DE TASA DE INTERÉS	12
8.7 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO	13

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, éste 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 consolidado clasificado intermedio se comparan los saldos al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020; el estado de resultados consolidado intermedio y estado de flujos de efectivo consolidado intermedio se comparan los saldos al 31 de marzo 2021 y 2020.

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

Energía Latina S.A. es una sociedad orientada fundamentalmente a la generación de electricidad. La Sociedad, a través de la filial Enlasa Generación Chile S.A., de la que posee el 99,9% de participación, proporciona el servicio de generación de energía eléctrica. La filial, vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo: San Lorenzo, Peñón, Teno y Trapen ubicadas en la III, IV, VII y X región, respectivamente. La potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico que tienen estas cuatro centrales corresponde a 283,96 MW al 31 de marzo de 2021.

La filial Enlasa Energía S.A. fue constituida con el objeto de llevar a cabo proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y otros directamente ligados a éste, mediante la participación de procesos de adquisición de activos eléctricos y/o el desarrollo de nuevos proyectos.

Mediante escritura pública del 29 de diciembre de 2020, otorgada por el Notario Eduardo Javier Diez Morello, se constituyó la filial Highview Enlasa SpA. cuyo objeto social es la generación, transmisión, compra, venta, transformación y distribución de energía eléctrica.

La Sociedad posee dos coligadas 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.

La Sociedad opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 31 de marzo de 2021 y 2020 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	31-03-2021	31-03-2020
Ingresos de operación	19.008	6.787
Costos de operación y administración	(13.991)	(4.301)
EBITDA	5.017	2.486
Depreciación y amortización	(1.517)	(986)
Ganancia por actividades de operación	3.500	1.500
Resultado financiero (neto)	(321)	(379)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(11)	(66)
Otros	(137)	(590)
Ganancia antes de impuesto	3.031	465
Impuestos a las ganancias	(677)	(138)
Ganancia del ejercicio	2.354	327

La Sociedad al cierre del primer trimestre registra una ganancia de MUS\$2.354, superior en MUS\$2.027 al resultado del mismo período del año anterior; esta mayor ganancia se explica principalmente en el mayor ebitda producto de la venta de energía del período.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	31-03-2021	31-03-2020
Ingresos de operación		
Ventas de energía	14.979	2.692
Ventas de potencia	3.952	4.045
Otros Ingresos	77	50
Total ingresos de operación	19.008	6.787
Costos de operación y administración		
Petróleo	(11.417)	(2.267)
Consumibles	(137)	(37)
Gastos de administración	(446)	(451)
Otros costos de producción	(1.991)	(1.546)
Total costos de operación y administración	(13.991)	(4.301)
Total EBITDA	5.017	2.486

El EBITDA al 31.03.2021 totalizó MUS\$5.017, superior en MUS\$2.531 respecto del primer trimestre del año anterior. El mayor EBITDA se explica principalmente por la mayor venta generación de energía del período.

Los ingresos de operación al 31.03.21 presentan un aumento de MUS\$12.221 respecto del mismo período del año anterior. Los mayores ingresos se explican por la mayor energía generada en el primer trimestre de 2021 que alcanzó los 87,4GWh versus 17,6GWh al 31.03.20; la mayor generación se concentró en la central Trapen ubicada en la X región, la cual, fue requerida para abastecer la demanda de la zona sur del sistema eléctrico nacional, lo anterior, producto de i) restricciones de transferencia en la línea Cautín-Ciruelos, ii) disminución de la cota del lago Chapo, y iii) el bajo aporte de generación de las centrales eólicas de la zona.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: ventas de energía que representan el 78,8% de los ingresos para el periodo terminado al 31.03.21 (39,7% para el 2020) y ventas de potencia que alcanzan el 20,8% del total de ingresos del primer trimestre del 2021 (59,6% al 31.03.20).

Los costos de operación y administración, en concordancia con la mayor producción de energía, presentan un aumento de MUS\$9.690, respecto del mismo período del año anterior, estos mayores costos se explican principalmente por un mayor consumo de petróleo diésel.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	31-03-2021	31-03-2020
Depreciación y amortización	(1.517)	(986)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	2	13
Costos financieros	(323)	(392)
Total resultado financiero	(321)	(379)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(11)	(66)
Otros		
Diferencias de cambio	(171)	(632)
Resultados por unidades de reajuste	34	42
Total Otros	(137)	(590)
Total ítems no operacionales	(1.986)	(2.021)

La depreciación y amortización, presenta un aumento respecto de período anterior, explicado por una mayor depreciación horaria de motores generadores, debido a mayor generación de energía.

Los costos financieros disminuyen en el primer trimestre del año 2021 principalmente por menor stock de deuda asociada al Bono serie B.

En la partida "Otros", tuvo una disminución de MUS\$453 al 31.03.2021, esta se origina principalmente en la diferencia de cambio, lo anterior asociado a una menor volatilidad cambiaria del peso chileno respecto del dólar estadounidense. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, remanente crédito fiscal y cuentas por pagar).

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, en MUS\$:

ACTIVOS	31-03-2021	31-12-2020
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.807	2.795
Otros activos no financieros, corrientes	2.485	2.289
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	16.620	4.202
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	224	214
Inventarios	1.603	1.592
Total activos corrientes	26.739	11.092
Otros activos no financieros, no corrientes	846	403
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	13	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11.374	11.358
Activos intangibles distintos de la plusvalía	45	42
Propiedades, planta y equipo, neto	100.660	99.456
Activos por derecho de uso	692	323
Activos por impuesto diferidos	468	441
Total activos no corrientes	114.098	112.023
Total activos	140.837	123.115

Los activos corrientes aumentaron en MUS\$15.647 respecto al cierre del año 2020, explicado principalmente por el aumento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en MUS\$12.418 debido a potencia y energía por facturar y clientes pendientes de recaudación. El efectivo y equivalente al efectivo es superior en MUS\$ 3.012, por mayor ebitda del periodo.

Los activos no corrientes, son superiores en MUS\$2.075, debido principalmente al aumento de los rubros i) propiedades, plantas y equipos, asociado a la ejecución del proyecto Teno Solar compensado con la depreciación del período, ii) activos por derecho de uso mostró un aumento por incorporación de contrato de arrendamiento financiero asociado a terreno que permite la instalación de proyecto Teno Solar y iii) otros activos no financieros, esta partida corresponde al remanente crédito fiscal el cual se espera recuperar en un horizonte superior a 12 meses.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre 2020, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	31-03-2021	31-12-2020
Otros pasivos financieros, corrientes	12.223	9.600
Pasivos por arrendamientos, corrientes	130	121
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9.416	2.680
Otras provisiones, corrientes	1.721	692
Total pasivos corrientes	23.490	13.093
Otros pasivos financieros, no corrientes	24.036	20.946
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	681	312
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	136	136
Pasivos por impuestos diferidos	12.688	11.772
Total pasivos no corrientes	37.541	33.166
Total pasivos	61.031	46.259
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	11.940	9.586
Otras reservas	(40)	(636)
Total patrimonio neto	79.806	76.856
Total pasivo y patrimonio	140.837	123.115

El total de los pasivos al 31.03.2021 aumentaron en MUS\$14.772 explicado principalmente por el incremento de los rubros i) cuentas comerciales y otras cuentas por pagar en MUS\$6.735, por proveedores de combustible pendientes de pago al cierre de marzo 2021, ii) Otros pasivos financieros, corrientes y no corrientes MUS\$5.713 asociados a financiamiento de proyecto Teno Solar y créditos de capital de trabajo, y iii) Otras provisiones aumento de MU\$1.029 por provisión CVNC asociado a la generación del período.

El patrimonio alcanzó MUS\$79.806, superior al cierre 2020, debido a disminución de las otras reservas las cuales corresponde a valorización de instrumentos de cobertura y al reconocimiento de resultado del primer trimestre 2021 que registró una ganancia de MUS\$2.354.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de marzo de 2021 y 2020, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31-03-2021	31-03-2020
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(345)	2.557
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.654)	(208)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	6.129	3.371
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	3.130	5.720
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(118)	(207)
Saldo inicial de efectivo	2.795	4.352
SALDO FINAL DE EFECTIVO	5.807	9.865

Las principales transacciones de efectivo del ejercicio fueron:

Actividades de operación: En el primer trimestre de 2021, se reporta un flujo de caja operacional negativo de MUS\$345, esa cifra se compone de recaudación de clientes por MUS\$10.957 y salidas de flujo asociadas a pagos a proveedores principalmente por compras de petróleo diésel por la mayor generación del periodo por MUS\$10.068, pago de remuneraciones y otros por MUS\$1.234.

Actividades de inversión: Los flujos de caja relacionados a inversiones corresponden a egresos por compras netas de propiedades planta y equipos asociados fundamentalmente al proyecto de generación fotovoltaico Teno Solar.

Actividades de financiación: Durante el primer trimestre de 2021, se genera un flujo positivo de MUS\$6.129, explicado principalmente por obtención de crédito de capital de trabajo por MUS\$2.987, fondos destinados a pagar compras de petróleo diésel y financiamiento de largo plazo con banco Scotiabank por MUS\$3.267, fondos destinados a inversiones en proyecto Teno Solar.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	31-03-2021	31-12-2020
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,14	0,85
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,07	0,73
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,45	0,37
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,33 0,67	0,30 0,70
	Unidad	31-03-2021	31-03-2020
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	10,38	2,19
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	3,04	0,41
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	4,98 2,97	2,47 1,57
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0538	0,0074

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 en los últimos 12 meses un 2,28% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,33%.

8. Análisis de riesgo de mercado

8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados

La Sociedad, a través de su filial Enlase Generación Chile S.A., 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. 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 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 mantenimientos 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 de energía y potencia 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, fórmula 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 fórmula 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.

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

Para el segundo semestre del año 2021 se espera la entrada en operación de la central Teno Solar, la que operará bajo la modalidad de precio estabilizado.

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 3.77 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 2,33%.

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 recupo no mayor a 15 días desde cada facturación.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Adicionalmente, a la fecha, la Sociedad cuenta con líneas comprometidas bancarias disponibles por US\$5 millones al 2024.

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, 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.

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 para generar) están indexados al US\$. Para las variaciones en el tipo de cambio, se contratan derivados de cobertura.

Sus activos fijos fueron adquiridos en US\$, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$. La filial Enlase Generación Chile S.A. emitió un bono en UF, el cual tiene mecanismos de cobertura que lo redenomina a US\$.

Por tanto, los riesgos de tasa de cambio corresponden a los descalces contables que existen entre los activos y pasivos del estado de situación financiera cuya moneda es distinta a la moneda funcional.

Respecto al riesgo de tasa de interés al 31.03.21 de la deuda total, el 86% está con tasa fija.

8.7 Riesgos asociados al cambio climático

En relación a los riesgos asociados al cambio climático, se puede decir:

a.- cambios graduales en el clima: las centrales de la Sociedad, al ser principalmente motores de combustión interna, no usan agua para sus procesos productivos con excepción de procesos de mantenimiento y refrigeración donde se usa agua en mínimas cantidades, por lo que, ante eventos de escasez de agua en los alrededores, las centrales de la Sociedad no deberían verse mayormente afectadas.

b.- fenómenos climáticos extremos: la generación de la Sociedad es en base a hidrocarburos, por lo que su producción no está expuesta al clima. Sin embargo, su capacidad de generación se ve afectada ante altas temperaturas, las que ocurren principalmente en el verano, lo que se ha mitigado con equipos de refrigeración en las oportunidades que lo anterior ha coincidido con el relativo bajo despacho que tienen las centrales de la Sociedad.

c.- cambios regulatorios: aumentos en las exigencias regulatorias de emisiones de las plantas de la Sociedad deberían ser mitigables con aumento de las inversiones asociadas a abatimiento de las mismas, sin embargo, al cumplir las plantas de generación de la Sociedad una función principalmente de respaldo, su generación es relativamente baja y por ende sus emisiones.

d.- cambios tecnológicos: la penetración de energías renovables variables ha significado que el Sistema Eléctrico Nacional requiera de tecnologías que las complementen, principalmente en las rampas de la mañana y tarde. Debido a lo anterior, aunque la generación de las plantas de la Sociedad en términos relativos disminuirá, se seguirá necesitando. Al mismo tiempo durante el año, la Sociedad ha iniciado la construcción de su primer parque fotovoltaico, así como formalizar a través de un joint venture la exploración de alternativas de proyectos de almacenamiento. La última, tecnología esencial para seguir complementando la penetración de energías renovables.