

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

*Análisis razonado de los estados financieros consolidados intermedios
correspondiente al periodo terminado
al 30 de junio 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	12
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 RIESGO DE CRÉDITO	13
8.8 RIESGO DE LIQUIDEZ.....	13
8.9 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 30 de junio 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 30 de junio 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 Enlase 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 30 de junio de 2021.

La filial Enlase 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 Enlase 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 30 de junio de 2021 y 2020 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	30-06-2021	30-06-2020
Ingresos de operación	29.087	11.396
Costos de operación y administración	(20.869)	(6.363)
EBITDA	8.218	5.033
Depreciación y amortización	(2.651)	(1.913)
Ganancia por actividades de operación	5.567	3.120
Resultado financiero (neto)	(600)	(755)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	20	(206)
Otros	(88)	(409)
Ganancia antes de impuesto	4.899	1.750
Impuestos a las ganancias	(1.139)	(502)
Ganancia del ejercicio	3.760	1.248

La Sociedad al cierre del primer semestre registra una ganancia superior en MUS\$2.512 al resultado del mismo período del año anterior; esta mayor ganancia se explica principalmente en las mayores ventas de energía del período 2021.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	30-06-2021	30-06-2020
Ingresos de operación		
Ventas de energía	21.022	3.296
Ventas de potencia	7.908	7.983
Otros Ingresos	157	117
Total ingresos de operación	29.087	11.396
Costos de operación y administración		
Petróleo	(16.105)	(2.821)
Consumibles	(321)	(59)
Gastos de administración	(957)	(1.071)
Otros costos de producción	(3.486)	(2.412)
Total costos de operación y administración	(20.869)	(6.363)
Total EBITDA	8.218	5.033

El EBITDA al 30.06.2021 totalizó MUS\$8.218, superior en MUS\$3.185 respecto del primer semestre del año anterior. El mayor EBITDA se explica principalmente en:

Los ingresos de operación al 30.06.21 presentan un aumento de MUS\$17.691 respecto del mismo período del año anterior. Los mayores ingresos se explican por la mayor energía generada en el primer semestre de 2021 que alcanzó los 121,0GWh versus 23,3GWh al 30.06.20; 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 72,27% de los ingresos para el periodo terminado al 30.06.21 (28,9% para el 2020) y ventas de potencia que alcanzan el 27,18% del total de ingresos del primer semestre del 2021 (70,1% al 30.06.20).

Los costos de operación y administración, en concordancia con la mayor producción de energía, presentan un aumento de MUS\$14.506, 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	30-06-2021	30-06-2020
Depreciación y amortización	(2.651)	(1.913)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	3	20
Costos financieros	(603)	(775)
Total resultado financiero	(600)	(755)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	20	(206)
Otros		
Diferencias de cambio	(174)	(460)
Resultados por unidades de reajuste	86	51
Total Otros	(88)	(409)
Total ítems no operacionales	(3.339)	(3.283)

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 semestre del año 2021 principalmente por menor stock de deuda asociada al Bono serie B.

En la partida "Otros", tuvo una disminución de MUS\$321 al 30.06.2021, 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 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, en MUS\$:

ACTIVOS	30-06-2021	31-12-2020
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.228	2.795
Otros activos financieros, corrientes	78	-
Otros activos no financieros, corrientes	3.914	2.289
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	7.341	4.202
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	293	214
Inventarios	1.752	1.592
Total activos corrientes	20.606	11.092
Otros activos no financieros, no corrientes	435	403
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	13	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11.927	11.358
Activos intangibles distintos de la plusvalía	158	42
Propiedades, planta y equipo, neto	100.003	99.456
Activos por derecho de uso	654	323
Activos por impuesto diferidos	578	441
Total activos no corrientes	113.768	112.023
Total activos	134.374	123.115

Los activos corrientes aumentaron en MUS\$9.514 respecto al cierre del año 2020, explicado principalmente por el aumento en el efectivo y equivalente al efectivo de MUS\$ 4.433, por mayor ebitda del periodo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar que incrementaron en MUS\$3.139 debido a mayor stock de clientes pendientes de recaudación y provisión de ventas de energía. Adicionalmente, los otros activos no financieros incrementan por acumulación de impuestos retenidos asociados a proyectos de inversión.

Los activos no corrientes, son superiores en MUS\$1.745, debido principalmente al aumento de propiedades, plantas y equipos, asociado a la ejecución del proyecto Teno Solar compensado con la depreciación del período, los activos por derecho de uso que mostró un aumento por incorporación de contrato de arrendamiento financiero asociado a terreno que permite la instalación de proyecto Teno Solar.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre 2020, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-06-2021	31-12-2020
Otros pasivos financieros, corrientes	9.912	9.600
Pasivos por arrendamientos, corrientes	131	121
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	3.403	2.680
Otras provisiones, corrientes	1.987	692
Total pasivos corrientes	15.433	13.093
Otros pasivos financieros, no corrientes	25.795	20.946
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	649	312
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	-	136
Pasivos por impuestos diferidos	13.217	11.772
Total pasivos no corrientes	39.661	33.166
Total pasivos	55.094	46.259
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	11.388	9.586
Otras reservas	(132)	(636)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	79.162	76.856
Participaciones no controladoras	118	-
Total pasivo y patrimonio	134.374	123.115

El total de los pasivos al 30.06.2021 aumentó en MUS\$8.835 explicado principalmente por el incremento de los rubros i) Otros pasivos financieros, corrientes y no corrientes en MUS\$5.161 asociados a financiamiento de proyecto Teno Solar y créditos de capital de trabajo, ii) Otras provisiones aumento de MU\$1.295 por provisión CVNC asociado a la generación del período y iii) Pasivos por impuestos diferidos de MUS\$1.445 producto del mayor resultado del período.

El patrimonio alcanzó MUS\$79.162, superior al cierre 2020, debido a efecto positivo de las otras reservas que corresponde a valorización de instrumentos de cobertura y al reconocimiento de resultado del primer semestre 2021 que registró una ganancia de MUS\$3.760.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2021 y 2020, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-06-2021	30-06-2020
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	5.943	5.951
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(3.606)	(694)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	2.127	(4.225)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	4.464	1.032
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(31)	(161)
Saldo inicial de efectivo	2.795	4.352
SALDO FINAL DE EFECTIVO	7.228	5.223

Las principales transacciones de efectivo del ejercicio fueron:

Actividades de operación: En el primer semestre de 2021 se reporta un flujo de caja operacional positivo de MUS\$5.943, en línea con el mismo periodo del 2020.

Actividades de inversión: Los flujos corresponden principalmente a compras netas de propiedades planta y equipos asociados fundamentalmente al proyecto de generación fotovoltaico Teno Solar.

Actividades de financiación: Durante el primer semestre de 2021, se genera un flujo positivo de MUS\$2.127, explicado principalmente por obtención de crédito de capital de trabajo por MUS\$4.330, fondos destinados a pagar compras de petróleo diésel y financiamiento de largo plazo con banco Scotiabank por MUS\$8.028, fondos destinados a inversiones en proyecto Teno Solar. Lo anterior, compensado con el pago de préstamos por MUS\$7.016 y pago de dividendos por MUS\$3.000.-.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	30-06-2021	31-12-2020
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,34	0,85
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,22	0,73
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,44	0,37
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,29 0,71	0,30 0,70
	Unidad	30-06-2021	30-06-2020
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	9,12	3,26
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	4,99	1,65
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	8,22 4,86	5,04 3,05
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0859	0,0285

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 Enlasa 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 generan y venden energía con mayor probabilidad cuando:

- (i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: (x) fallas o mantenciones de centrales, (y) por déficit de generación hidroeléctrica, o (z) por falta de inversión en nuevas centrales;
- (ii) hay restricciones en los sistemas de transmisión;
- (iii) en horas de demanda máxima;
- (iv) hay aumentos inesperados en la demanda; o
- (v) en horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

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 filial 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 filial 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.

Como parte del desarrollo de la filial, a principios del año 2021 se comenzó la construcción del primer parque fotovoltaico ubicado en la Región del Maule, comuna de Teno. Se proyecta su puesta en operación comercial el último trimestre de 2021, el que venderá toda su generación bajo el régimen de precio estabilizado.

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.

Para el próximo Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre 2021, entrará en vigencia los antecedentes del Informe Técnico de Costos de la Unidad de Punta 2021.

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 Sociedad.

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

Para el último trimestre del año 2021 se proyecta 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 3.02 %, 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 recupero 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\$10 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. En este sentido:

- (i) 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 dólares.
- (ii) Los principales costos variables (petróleo diésel para generar) están indexados al dólar.
- (iii) Sus activos fijos fueron adquiridos en dólares, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$.
- (iv) La deuda de largo plazo está registrada en dólares. La deuda vigente en virtud del Bono Serie B, colocado el 2013 con cargo a la Línea fue tomada en Unidades de Fomento y tiene mecanismos de cobertura que la redenomina en dólares.

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 30.06.21 de la deuda total, el 74% está con tasa fija.

8.7 Riesgo de crédito

Los flujos principales de la Sociedad, son sus ingresos por ventas de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el SEN y tienen un horizonte de recupero no mayor a 15 días. La Compañía evalúa periódicamente la calidad de los deudores comerciales y registra provisión para deudores incobrables en aquellos casos que exista evidencia objetiva de deterioro.

8.8 Riesgo de liquidez

La Compañía, con su generación de efectivo, tiene liquidez para el pago de sus compromisos financieros y proveedores. Además, mantiene líneas de crédito vigentes de capital de trabajo con bancos a objeto de ser utilizadas.

8.9 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 filial Enlase Generación Chile S.A. ha iniciado la construcción de su primer parque fotovoltaico, así como formalizar a través de un joint venture (Highview Enlase) la exploración de alternativas de proyectos de almacenamiento. La última, tecnología esencial para seguir complementando la penetración de energías renovables.