

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

***Análisis razonado de los estados financieros consolidados
correspondiente a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2020 y 2019***

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	11
8.5 RIESGO COMBUSTIBLE.....	12
8.6 RIESGO CAMBIARIO Y DE TASA DE INTERÉS	12
8.7 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO.....	12

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, el Estado de Resultados Consolidado y Estado de Flujos de Efectivo Consolidado se comparan los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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 31 de diciembre de 2020.

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 31 de diciembre de 2020 y 2019 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	2020	2019
Ingresos de operación	19.686	25.090
Costos de operación y administración	(10.266)	(14.340)
EBITDA	9.420	10.750
Depreciación y amortización	(3.706)	(3.923)
Ganancia por actividades de operación	5.714	6.827
Resultado financiero (neto)	(1.353)	(1.483)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(49)	(168)
Otros	164	(337)
Ganancia antes de impuesto	4.476	4.839
Impuestos a las ganancias	(1.139)	(1.450)
Ganancia del ejercicio	3.337	3.389

La utilidad del año 2020 alcanzó los MUS\$3.337 inferior en MUS\$52 (caída de 1,5%) en comparación con el año anterior; la diferencia se origina principalmente por un menor margen de operación compensado con menores costos financieros y ganancia por diferencia tipo de cambio.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	2020	2019
Ingresos de operación		
Ventas de energía	3.661	8.160
Ventas de potencia	15.755	16.930
Otros Ingresos	270	-
Total ingresos de operación	19.686	25.090
Costos de operación y administración		
Petróleo	(3.129)	(6.545)
Consumibles	(141)	(214)
Gastos de administración	(2.343)	(2.620)
Otros costos de producción	(4.653)	(4.961)
Total costos de operación y administración	(10.266)	(14.340)
Total EBITDA	9.420	10.750

El EBITDA del año 2020 totalizó MUS\$9.420, inferior en MUS\$1.330 (caída del 12,4%) en comparación con el año anterior. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de potencia y menores ventas de energía.

Adicionalmente, se ejecutaron gastos no recurrentes por desvinculaciones de personal por MUS\$ 541 el año 2020 (MUS\$328 para el 2019) y gastos por reliquidación de potencia de años anteriores por MUS\$270 en el año 2020.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: ventas de energía que representan el 18,60% de los ingresos para el ejercicio terminado al 31.12.20 (32,5% para el 2019) y ventas de potencia que alcanzan el 80,13% del total de ingresos del ejercicio 2020 (67,5% para el 2019).

Los ingresos de operación del año 2020 presentan una disminución de MUS\$5.404, respecto del año anterior, debido principalmente a los menores ingresos por ventas de energía. Los menores ingresos se explican por la menor energía generada en el año 2020 que alcanzó los 26,46GWh versus 46,5GWh del año 2019; la menor generación del año 2020 se explica por una menor demanda producto de la Pandemia, sumado a una mayor explotación del recurso hídrico, en especial de la Central Canutillar, mayor aporte de la generación renovable eólica y solar en el SEN.

Las ventas de potencia disminuyeron en MUS\$1.175 en comparación al ejercicio anterior. La disminución de los ingresos se debe principalmente a un crecimiento en la oferta de potencia de suficiencia por nuevos proyectos ingresados durante el año 2020 y un bajo crecimiento de la demanda de potencia en el sistema, este bajo crecimiento se debe principalmente a los efectos de la pandemia (Covid -19).

Los costos de operación y administración, en concordancia con la menor producción de energía, presentan una disminución de MUS\$4.074, respecto del ejercicio 2019, principalmente por menor consumo de petróleo diésel.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	2020	2019
Depreciación y amortización	(3.706)	(3.923)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	22	141
Costos financieros	(1.375)	(1.624)
Total resultado financiero	(1.353)	(1.483)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(49)	(168)
Otros		
Diferencias de cambio	72	(482)
Resultados por unidades de reajuste	92	145
Total Otros	164	(337)
Total ítems no operacionales	(4.944)	(5.911)

La depreciación y amortización del ejercicio 2020 alcanzó los MUS\$3.706, disminución de MUS\$ 217 respecto al año anterior, explicado por una menor depreciación horaria de motores generadores, debido a menor generación de energía.

El resultado financiero (neto) presenta una disminución de MUS\$130, con respecto al ejercicio 2019, por disminución de los costos financieros en MUS\$249 (menor stock de deuda), compensado por los menores ingresos financieros de MUS\$119.

En la partida "Otros", la utilidad de MUS\$164 al 31.12.20, se debe principalmente a la diferencia de cambio, lo anterior asociado a activos en pesos chilenos, los cuales se apreciaron respecto del dólar (disminución de la tasa de cambio) y unidades de reajuste que se refieren a la actualización del remanente crédito fiscal cuyo mecanismo de revaluación es a través de unidades tributarias mensuales.

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, en MUS\$:

ACTIVOS	2020	2019
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.795	4.352
Otros activos financieros, corrientes	-	548
Otros activos no financieros, corrientes	2.289	2.795
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	4.202	2.149
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	214	7
Inventarios	1.592	2.337
Total activos corrientes	11.092	12.188
Otros activos no financieros no corrientes	403	1.277
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	-	16
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11.358	10.296
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42	46
Propiedades, planta y equipo, neto	99.456	101.341
Activos por derecho de uso	323	393
Activos por impuesto diferidos	441	335
Total activos no corrientes	112.023	113.704
Total activos	123.115	125.892

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$11.092, inferior en MUS\$1.096 (caída del 9,0%), respecto del año 2019, explicado en i) efectivo y equivalente al efectivo menor en MUS\$1.557 debido principalmente a pago de dividendos MUS\$3.500, amortización de deuda MUS\$10.226, aumentos de capital en coligadas MUS\$1.160 y adiciones de activo fijo MUS\$2.035 compensado con obtención de financiamiento MUS\$5.000 y EBITDA del ejercicio MUS\$9.420, ii) otros activos no financieros en MUS\$506 por recuperación de remanente crédito fiscal, iii) inventarios por MUS\$745 debido a menor stock de petróleo diésel, lo anterior es compensado con mayor saldo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en MUS\$2.053, asociados principalmente a provisiones de potencia por facturar.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$112.023, menor en MUS\$1.681 respecto del ejercicio 2019, esto debido principalmente a disminución de: i) propiedades, plantas y equipos asociados a depreciación del ejercicio por MUS\$3.610, compensado con adiciones por MUS\$1.905, ii) otros activos no financieros no corrientes que disminuyeron en MUS\$874, por recuperación de remanente crédito fiscal. Lo anterior, compensado con un aumento en inversiones contabilizadas utilizando en método de la participación por aportes en los negocios conjuntos Innovación Energía S.A. (INERSA) y Terminal Gas Caldera S.A. (TGC) por MUS\$1.062 compensado con reconocimiento del resultado del ejercicio MUS\$49 de estas sociedades.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de diciembre de 2020 y 2019, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	2020	2019
Otros pasivos financieros, corrientes	9.600	8.163
Pasivos por arrendamientos, corrientes	121	83
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.680	1.960
Otras provisiones, corrientes	692	1.242
Total pasivos corrientes	13.093	11.448
Otros pasivos financieros, no corrientes	20.946	24.123
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	312	303
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	136	-
Pasivos por impuestos diferidos	11.772	11.199
Total pasivos no corrientes	33.166	35.625
Total pasivos	46.259	47.073
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	9.586	9.733
Otras reservas	(636)	1.180
Total patrimonio neto	76.856	78.819
Total pasivo y patrimonio	123.115	125.892

Los pasivos corrientes aumentaron en MUS\$1.645, por incremento en el rubro otros pasivos financieros MUS\$1.437, principalmente por valorización de instrumentos de derivados, aumento en las cuentas por pagar MUS\$720 asociadas principalmente a adiciones de propiedades plantas y equipos compensado con disminución de otras provisiones por MUS\$550 asociado al reverso de provisiones de reliquidación de potencia neto de aumentos de provisión CVNC asociado a futuras mantenciones de las unidades generadoras.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en MUS\$2.459 explicado principalmente en el rubro otros pasivos que presenta una disminución de MUS\$3.177 por amortización de deuda MUS\$10.226 compensado con obtención de crédito de MUS\$5.000 y valorizaciones contables de instrumentos derivados y otros por MUS\$2.049 compensado con aumento en los impuestos diferidos en MUS\$573 explicado principalmente en disminución de las pérdidas tributarias.

El patrimonio disminuyó en MUS\$1.963, respecto del cierre 2019, lo cual se explica en el rubro otras reservas disminución de MUS\$1.816 por una menor valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable y disminución del rubro ganancia acumulada por MUS\$147 asociado al pago de dividendos en el mes de mayo de 2020 por MUS\$3.500, compensado parcialmente con resultado del ejercicio.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2020	2019
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.851	11.270
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(3.187)	2.655
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(5.226)	(10.569)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	(1.562)	3.356
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	5	(80)
Saldo inicial de efectivo	4.352	1.076
SALDO FINAL DE EFECTIVO	2.795	4.352

Las principales transacciones de efectivo del ejercicio fueron:

Actividades de operación: Resultaron en ingresos netos de caja por MUS\$6.851, por recaudación de clientes en MUS\$21.885 y compensación positiva de los derivados de cobertura MUS\$560 compensado con pago a proveedores, remuneraciones y otros por MUS\$11.964 y pago de dividendos por MUS\$3.500.

Actividades de inversión: Presenta un flujo de caja negativo de MUS\$3.187, esto se explica en aportes de capital en los negocios conjuntos por MUS\$1.160, Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera por MUS\$1.110 y MUS\$50, respectivamente, préstamo clasificado como actividad de inversión a TGC por MUS\$122 y adiciones de propiedades plantas y equipos por MUS\$1.905.

Actividades de financiación: Salida neta de caja de MUS\$5.226, los flujos relacionados con actividades de financiación corresponden al pago de deuda por MUS\$10.226, compensado con obtención de créditos por MUS\$5.000.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	2020	2019
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	0,85	1,06
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	0,73	0,86
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,37	0,39
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,30 0,70	0,27 0,73
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	4,26	3,98
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	4,54	4,49
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	9,49 5,69	10,57% 6,52%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0763	0,0774

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

Para el año 2020, la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció un 0,7% en comparación con en el año 2019¹. un 2,17% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,38%.

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 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.

¹ Datos de la CNE.

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 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\$ 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 Enlasa 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 31.12.20 de la deuda total, el 83% 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.