Análisis Razonado de los Estados Financieros Individuales

Resultados de Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

al 30 de junio de 2011

1.- Resumen

Al 30 de junio de 2011, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago, ESSA o la Compañía) registró una utilidad de US$101,6 millones, en comparación a la pérdida de US$44,1 millones obtenida al cierre de junio de 2010. En términos operacionales, el EBITDA fue mayor en US$176,6 millones, fundamentalmente por mayores ventas en el mercado spot asociadas al incremento en el despacho de la central Nueva Renca producto de condiciones hidrológicas más secas en el SIC y el término del contrato a precio nudo con la matriz, AES Gener S.A. (AES Gener). Este efecto fue parcialmente compensado por un aumento en costos variables de la central Nueva Renca asociados a mayor generación con gas natural licuado (GNL).

En el resultado no operacional, la variación más relevante corresponde a un aumento en el gasto de impuestos de US$31,2 millones, principalmente por el mayor resultado antes de impuesto del período. Adicionalmente, se registraron mayores otras pérdidas por US$1,6 millones asociado a ajustes en el cargo negativo registrado en diciembre de 2010 por el acuerdo de término definitivo de los contratos con las empresas Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y mayores costos financieros de US$1,2 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una variación positiva en diferencias de cambio de US$3,4 millones.

2.- Análisis del resultado

Resultado (MUS$)	30 junio 2011	30 junio 2010
Ingresos ordinarios		
Energía	299.110	83.012
Potencia	13.321	12.395
Otros	12	5.234
Total ingresos ordinarios	**312.443**	**100.640**
Costo de venta		
Compra energía	2	(16.684)
Compra potencia	(38)	1.158
Costo de combustible	(168.325)	(114.620)
Uso sistema transmisión	(362)	(1.845)
Costo de venta productivo y otros	(6.815)	(8.541)
Depreciación e intangibles	(5.065)	(4.855)
Total costo de venta	**(180.601)**	**(145.387)**
Ganancia bruta	**131.841**	**(44.746)**
Gasto de administración	(2.397)	(2.068)
Otros gastos, por función	(37)	(186)
Otras ganancias (pérdidas)	(1.669)	(36)
Ingresos financieros	175	338
Costos financieros	(6.474)	(5.271)
Diferencias de cambio	2.184	(1.263)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**123.623**	**(53.233)**

Impuesto a las ganancias	(21.986)	9.166
Ganancia (pérdida) después de impuesto	**101.637**	**(44.066)**
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
Ganancia (pérdida)	**101.637**	**(44.066)**
Ganancia (Pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	101.637	(44.066)
Ganancia (pérdida) atribuible a participación minoritaria	-	-
Ganancia (pérdida)	**101.637**	**(44.066)**

2.1.- EBITDA

Al cierre de junio de 2011 se registró un EBITDA de US$134,5 millones, lo que significa un aumento de US$176,6 millones respecto al EBITDA negativo de US$42,1 millones registrado durante el mismo período del año anterior.

EBITDA (MUS$)	30 junio 2011	30 junio 2010
Margen Bruto	**131.841**	**(44.746)**
Depreciación e intangibles (-)	5.065	4.855
Otros ingresos, por función	-	-
Gastos de administración	(2.397)	(2.068)
Otros gastos, por función	(37)	(186)
EBITDA	**134.472**	**(42.145)**

La variación positiva del EBITDA se explica principalmente por mayores ingresos ordinarios asociados con un aumento en las ventas spot producto del mayor despacho de Nueva Renca y mayores precios spot, todo lo anterior, debido a condiciones hidrológicas más secas en el SIC y el término del contrato a precio nudo con AES Gener. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores costos de combustible asociados a mayor generación de 404 GWh, fundamentalmente de la central Nueva Renca con GNL.

Los ingresos ordinarios muestran un aumento de US$211,8 millones, fundamentalmente por mayores ingresos de energía de US$216,1 millones asociados a mayores ventas en el mercado spot relacionadas al mayor despacho de la central Nueva Renca a mayores precios y ventas bajo contratos de corto plazo ejecutados con otros generadores del sistema. El costo marginal subió durante el primer semestre de 2011 desde un promedio de 133,8 US$/MWh a 206,0 US$/MWh. Este efecto fue parcialmente compensado por menores otros ingresos de US$5,2 millones principalmente porque en 2010 se registró una ganancia asociada al acuerdo alcanzado entre Eléctrica Santiago y Metrogas S.A. (Metrogas), en relación a la demanda arbitral interpuesta por la Compañía en agosto de 2007 en contra de Metrogas por incumplimiento de contrato.

Los costos de venta aumentaron 24%, desde US$145,4 millones al cierre de junio de 2010 a US$180,6 millones durante igual período de 2011, variación que está explicada por mayores costos de combustible de US$53,7 millones, asociados a mayor generación con GNL durante el primer semestre de 2011 de 1.135 GWh, parcialmente compensado por menor generación con diesel de 731 GWh y menor costo de transporte de combustible. Este efecto fue parcialmente compensado por menores compras de energía y potencia de US$15,5 millones. Cabe señalar, que dada la menor hidrología en el SIC durante 2010 y los altos costos marginales registrados, ESSA ha estado despachada en base a partir de noviembre de 2010, generando en este período con GNL, suministro que obtiene a partir de un acuerdo de corto plazo con un proveedor local.

2.2.- Ganancia / Pérdida del período

Al 30 de junio de 2011, se registró una ganancia de US$101,6 millones en comparación a la pérdida de US$44,1 millones registrada durante el primer semestre de 2010. Esta variación positiva de US$145,7 millones se explica por mayor ganancia bruta de US$176,6 millones, parcialmente compensado por un aumento en el gasto por impuesto de US$31,2 millones producto del mayor resultado antes de impuesto registrado durante el período.

Entre las mayores variaciones que no corresponden a EBITDA se registraron mayores ganancias por diferencias de cambio que se explican principalmente por la depreciación del peso chileno y por la posición activa neta de la Compañía en pesos chilenos entre junio de 2010 y junio de 2011. Cabe señalar que entre el cierre de diciembre de 2010 y junio de 2011 el peso chileno se mantuvo prácticamente sin variación, cambiando desde $468,0 a $468,2, mientras que entre el cierre de diciembre de 2009 y junio de 2010 se depreció 8%, de $507,1 a $547,2. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores otras pérdidas de US$1,6 millones asociadas a ajustes en el cargo negativo registrado a diciembre de 2010 producto del acuerdo alcanzado de término definitivo de los contratos con las empresas TGN, GasAndes y GasAndes Argentina, y mayores costos financieros de US$1,2 millones asociados al menor tipo de cambio del peso chileno frente al dólar comparando el primer semestre de 2010 con igual período de 2011. Por otra parte, los mayores impuestos se explican por el mayor resultado registrado al cierre de junio de 2011, en comparación al mismo período de 2010.

3.- Análisis del balance

Balance (MUS$)	30 junio 2011	31 diciembre 2010	Variación
Activos corrientes	160.063	145.279	14,784
Activos no corrientes	216.753	154.848	61,905
Total Activos	**376.816**	**300.127**	**76,689**
Pasivos corrientes	68.228	84.810	(16,582)
Pasivos no corrientes	88.280	96.652	(8,372)
Patrimonio neto	220.307	118.665	101,642
Total patrimonio neto y pasivos	**376.816**	**300.127**	**76,689**

Al 30 de junio de 2011, se registró un aumento en el total de activos de US$76,7 millones, respecto del cierre de junio de 2010. Esta variación se explica por mayores activos corrientes de US$14,8 millones, que representa una variación positiva de 10%, explicada fundamentalmente por el incremento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas de US$9,6 millones asociadas a la matriz AES Gener y mayores deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes de US$3,8 millones asociados principalmente a mayores ventas de energía debido al mayor despacho de ESSA.

Adicionalmente, los activos no corrientes aumentaron US$61,9 millones principalmente asociado a mayores cuentas por cobrar a entidades relacionadas de US$76,2 millones asociado a la matriz AES Gener, parcialmente compensado por menores activos por impuestos diferidos de US$9,9 millones y una disminución en propiedad, planta y equipo de US$4,4 millones.

El total de patrimonio neto y pasivos aumentó 26% producto del incremento en patrimonio neto de US$101,6 millones, parcialmente compensado por menores pasivos corrientes de US$16,6 millones y la disminución en pasivos no corrientes de US$8,4 millones. El aumento de 86% en patrimonio neto está asociado fundamentalmente al mayor resultado obtenido al cierre de junio de 2011.

Los pasivos corrientes disminuyeron US$16,6 millones, equivalentes a 20%, fundamentalmente por menores cuentas por pagar a entidades relacionadas de US$13,2 millones, principalmente asociado al pago a transportistas de gas según acuerdo de diciembre de 2010 y menores cuantas por pagar a terceros de US$3,3 millones. En pasivos no corrientes se registró una disminución de US$8,4 millones, asociados a una disminución en cuentas por pagar de US$11,0 millones principalmente asociado al término del contrato de transporte de gas con TGN, menores cuentas por pagar a empresas relacionadas de US$6,9 millones y mayores otros pasivos financieros no corrientes de US$2,5 millones, parcialmente compensado por mayores pasivos por impuesto diferido de US$12,1 millones.

4.- Indicadores

Los indicadores de liquidez registraron un aumento fundamentalmente por un mayor nivel de activos corrientes de US$14,8 millones y una disminución de US$16,6 millones en pasivos corrientes al 30 de junio de 2011, en comparación al cierre de diciembre 2010.

El pasivo exigible disminuyó 14%, equivalente a US$25,0 millones, debido a la disminución de US$16,6 millones y US$8,4 millones en pasivos corrientes y no corrientes, respectivamente.

La cobertura de gastos financieros fue mayor debido al aumento en el resultado antes de impuesto (calculado a 12 meses) al 30 de junio de 2011, comparado con lo registrado a diciembre de 2010.

La rentabilidad de los activos y del patrimonio fue mayor a junio de 2011, debido a los mejores resultados (calculados a 12 meses) obtenidos al 30 de junio 2011, en comparación a lo obtenido al 31 de diciembre de 2010.

	Indicador	30 junio 2011	31 diciembre 2010
Liquidez			
Activo corriente / Pasivo corriente	(veces)	2,35	1,71
Activo cte. - Existencias / Pasivo cte.	(veces)	2,29	1,67
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	0,71	1,53
Pasivo circulante/Pasivo exigible	(veces)	0,44	0,47
Pasivo largo plazo/Pasivo exigible	(veces)	0,56	0,53
Pasivo exigible	(MUS$)	156,51	181,46
Cobertura gastos financieros	(veces)	4,82	(10,45)
Actividad			
Patrimonio	(MUS$)	220,31	118,67
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	(MUS$)	140,43	144,84
Total activos	(MUS$)	376,82	300,13
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	10,61	(35,22)
Del patrimonio (1)	(%)	18,15	(89,09)
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	92,97	(31,78)
Utilidad/Acción (3)	(dólares)	0,81	(4,36)

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos, Neto.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada período está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

5.- Flujo de caja

Al 30 de junio de 2011, el saldo final de caja fue de MUS$48, lo que se compara negativamente con los MUS$133 millones registrados al cierre de junio de 2010. El flujo neto total del período actual fue negativo de MUS$936, mientras que al 30 de junio de 2010 representó un flujo negativo de MUS$20.

Flujo de caja (MUS$)	30 junio 2011	30 junio 2010	Variación
Flujo neto de operación	85,985	(34,356)	120,341
Flujo neto de inversión	(78,583)	(2,624)	(75,959)
Flujo neto de financiamiento	(8,338)	36,960	(45,298)
Flujo neto total	**(936)**	**(20)**	**(916)**
Saldo final de caja	**48**	**133**	**(85)**

El flujo neto de operación fue mayor en US$120,3 millones, variación principalmente explicada por la mayor ganancia registrada durante el primer semestre de 2011, un ajuste positivo por impuestos relacionado con la recuperación de impuesto diferido y menores cuentas por pagar de origen comercial. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menor recolección de cuentas por cobrar.

Al 30 de junio de 2011, el flujo neto negativo de inversión registrado fue de US$78,6 millones, lo que representa una variación negativa de US$76,0 millones respecto a lo registrado al cierre de junio de 2010. Esta variación se explica por préstamos a entidades relacionadas.

El flujo neto de financiamiento registró una variación negativa de US$45,3 millones, comparando el primer semestre de 2011 y 2010. Esta variación se explica por el importe asociado a la suscripción y pago de acciones por US$13,0 millones asociado al aumento de capital realizado en marzo de 2010 y menores préstamos de entidades relacionadas.

6.- Análisis de mercado

Eléctrica Santiago participa en el negocio de la generación de electricidad para el abastecimiento del Sistema Interconectado Central (SIC), localizado desde el sur de la II región hasta la X región. Sus operaciones se realizan a través de la central Nueva Renca con potencia bruta instalada de 379 MW que puede utilizar alternativamente diesel o gas como combustible principal y gas propano para los quemadores de ductos; y la central Renca que utiliza diesel como combustible, con potencia bruta instalada de 100 MW.

La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC durante el primer semestre de 2011 y 2010.

SIC		30 junio 2011	30 junio 2010
Variación demanda	(%)	6,2	4,4
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.606	3.397
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US$/MWh	206,0	133,8

El costo marginal promedio aumentó 54% comparando el primer semestre de 2010 e igual período de 2011 en lo que influyó fundamentalmente una hidrología más seca, además de un aumento en el precio de diesel. Al 30 de junio de 2011, Eléctrica Santiago aportó al SIC 1.221 GWh, equivalente a 6% de la generación total del sistema.

7.- Análisis de riesgo

7.1.- Riesgos de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado, se consideran tres tipos: el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precios de combustible.

7.1.1.- Riesgo de tipo de cambio

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base de la mencionada moneda. Asimismo, la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en la mencionada moneda. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA, saldos acumulados de créditos por Resolución Ministerial N°88 y deuda de bonos expresada en UF. Durante el período finalizado al 30 de junio de 2011, aproximadamente el 100% de los ingresos ordinarios y de los costos de venta de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses.

La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda, en base al capital adeudado, al 30 de junio de 2011 y 2010:

Moneda	30 junio 2011 %	30 junio 2010 %
Dólar	27	31
UF	73	69

Cabe señalar que el bono en UF bajó en su moneda de origen desde UF 1.042.017 al 30 de junio de 2010 a UF 1.026.270 al cierre de junio de 2011, resultado de amortizaciones durante el período, sin embargo, por efecto de tipo de cambio el saldo en dólares estadounidenses aumentó de MUS$40.375 a MUS$47.987, comparando ambos períodos.

Para efectos de las deudas denominadas en UF, se estima que una variación de un 5% en el valor de la UF, implica una variación de aproximadamente US$2,0 millones en el rubro Diferencia de cambio.

7.1.2.- Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambios en las tasas de interés de mercado se refiere principalmente a la deuda a largo plazo con tasas de interés variables.

Actualmente, el portafolio de deuda de Eléctrica Santiago está basado en tasa fija. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 30 de junio de 2011 y 2010:

Moneda	30 junio 2011 %	31 diciembre 2010 %
Tasa Fija	100	100
Tasa Variable	0	0

7.1.3.- Riesgo de precio de combustible

Los combustibles utilizados por la Compañía, diesel y alternativamente Gas Natural Licuado (GNL), se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios. Dada la característica de centrales de respaldo de las plantas Renca y Nueva Renca de Eléctrica Santiago, la Compañía asegura el suministro de diesel a través de contratos de largo plazo, pero sin comprometer volúmenes mínimos. Adicionalmente, considerando que la central Nueva Renca puede utilizar alternativamente GNL, se adquiere volúmenes definidos de suministro de este combustible bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el precio de diesel. Durante el primer semestre de 2011, 98% de la generación de Eléctrica Santiago fue en base a GNL, mientras que 2% fue en base a diesel.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot en Chile. La variación del precio de los combustibles tales como el diesel y gas natural, pueden hacer variar la composición de costos de la

Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Adicionalmente, dado que Eléctrica Santiago es una empresa de generación térmica, el costo de combustible representa una parte importante de su costo de venta.

Actualmente, las unidades de Eléctrica Santiago están reservadas para generar como respaldo, en momentos de estrechez tales como condiciones hidrológicas secas, y no tienen comprometida su energía bajo contratos de largo plazo. Bajo estas condiciones, y considerando que la central Nueva Renca utilizó GNL para su generación durante el primer semestre de 2011, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diesel durante este período, habría significado una variación positiva de aproximadamente US$23,1 millones en el margen bruto de la Compañía. Sin embargo, cabe mencionar, que dicha sensibilidad pudiese modificarse significativamente de acuerdo a las condiciones de mercado y despacho físico de Eléctrica Santiago. Adicionalmente, cabe señalar que la central Nueva Renca puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

7.2.- Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que Eléctrica Santiago establece relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores comerciales y en los activos financieros.

Con respecto a los deudores comerciales, actualmente las contrapartes de Eléctrica Santiago, además de su matriz AES Gener, son otros generadores miembros del CDEC a través de ventas spot o bajo contratos de corto plazo. El contrato con AES Gener a precio nudo fue terminado a contar del 1 de enero de 2011 y posteriormente, a contar de 1 marzo de 2011, se celebró un nuevo contrato a precio spot por cantidades variables según los requerimientos de AES Gener y la generación efectiva de Eléctrica Santiago. Los excedentes de generación no vendidos bajo contrato se venden obligatoriamente en el mercado spot a los integrantes del CDEC según el despacho económico realizado por esta entidad. Cabe señalar que durante las condiciones hidrológicas secas registradas en el SIC durante el primer semestre de 2011, la Compañía ha sufrido ciertos atrasos de pago de menos que 40 días por parte de un generador del sistema, cuya evolución está siendo monitoreado continuamente.

Adicionalmente, en el rubro Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar se incluyen ventas a distribuidoras sin contrato, que al 30 de junio de 2011 representaron aproximadamente el 9% del total del rubro. Estas ventas se realizan de acuerdo al artículo 27 transitorio del DFL N°4.

Existen políticas de caja, inversiones y tesorería en la Sociedad, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito. Cabe señalar que estas políticas están alineadas con las mismas definidas por AES Gener.

La máxima exposición a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en Nota 8.1 Instrumentos Financieros. La Compañía no mantiene garantías para dichos activos financieros.

7.3.- Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. En adición a los flujos operacionales normales, la Compañía cuenta con una cuenta corriente mercantil con su matriz AES Gener S.A. por hasta US$100 millones.

Los plazos de vencimiento de los préstamos bancarios y obligaciones con el público se detallan en Nota 16 Otros Pasivos Financieros.

7.4.- Riesgos del negocio eléctrico

Los riesgos del negocio eléctrico corresponden a aquellas incertidumbres asociadas particularmente a la industria en que se desempeña la Compañía.

7.4.1.- Hidrología

Las operaciones de Eléctrica Santiago en el SIC pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para el despacho de las centrales y precios en el sistema.

7.4.2.- Suministro de gas

Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, Eléctrica Santiago no cuenta con suministro de gas natural en firme para la central Nueva Renca. Actualmente, dicha central opera alternativamente con combustible diesel y GNL. Cabe señalar, que a partir de noviembre de 2010 y hasta agosto de 2011, Eléctrica Santiago cuenta con un acuerdo de suministro de GNL con un proveedor local, lo que le ha permitido estar despachada en base con este combustible en el actual escenario de altos costos marginales, dada la baja hidrología presentada durante 2011.

7.4.3.- Marco Regulatorio

Como empresa de generación eléctrica, Eléctrica Santiago está sujeta a regulación relativa en diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982. Eléctrica Santiago también está sujeta a normas ambientales. No se puede garantizar que las leyes o normas actuales no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa. Eléctrica Santiago participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.