



Knowledge & Trust

STRATEGIC ALLIANCE WITH



Insight beyond the rating.

E.CL S.A.

Contenido:

Resumen de Clasificación	2
Fortalezas y Debilidades de la Compañía	4
Hechos Relevantes	4
Antecedentes de la Compañía	5
La Industria Eléctrica en Chile	7
Marco Regulatorio Sector Eléctrico	8
Análisis Financiero	11
Características de los Instrumentos	14

Analista responsable:
Fernando Villa P.
fvilla@icrchile.cl



**Reseña Anual de Clasificación
Enero 2012**

Clasificación

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación</u>	<u>Tendencia</u>
Acciones Serie Única Solvencia	Primera Clase Nivel 3 A	Estable Estable

Estados Financieros: 30 de septiembre de 2011

RESUMEN DE CLASIFICACIÓN

ICR Clasificadora de Riesgo ratifica en Categoría Primera Clase Nivel 3, con Tendencia “Estable” los títulos accionarios de E.CL S.A. (ex Empresa Eléctrica del Norte Grande, Edelnor). Asimismo, ratifica en Categoría A, con tendencia “Estable” la solvencia de la compañía.

El año 2011 se caracterizó por la enajenación de parte de CODELCO del 40% del capital accionario de la Compañía, proceso que significó el ingreso de nuevos inversionistas al capital social de E.CL., donde destacó el segmento institucional. Asimismo, durante 2011 se efectuó la puesta en marcha de las centrales termoeléctricas Andina y Hornitos, que en conjunto representaron un aporte neto de 302 MW al Sistema Interconectado Central e implicaron un aumento en la contribución carbonífera al mix de generación de la Sociedad.

En términos operacionales, a septiembre de 2011 se observa un descenso de 7,7% en la generación bruta de la Compañía, producto de mantenciones efectuadas sobre unidades generadoras, lo que fue parcialmente compensado con la entrada de las nuevas centrales operadoras. Para abastecer la mayor demanda del período, la Compañía efectuó mayores compras de energía en el mercado spot.

En cuanto a los ingresos, al 30 de septiembre de 2011, E.CL obtuvo ingresos ordinarios por MUS\$ 917.732, que superaron en un 14,4% a los obtenidos el período anterior, producto del mayor volumen de ventas y de un alza en el precio monómico promedio, que reflejó los mayores costos de generación. No obstante, el mayor precio promedio de los combustibles arrojó un alza de 21,2% en los costos de ventas, con la consecuente reducción del margen bruto. En cuanto al Ebitda, el indicador ascendió a MUS\$ 241.963, con un descenso de 2,7% respecto al período anterior, explicado por el menor margen y por ingresos extraordinarios que se obtuvieron durante 2010, producto de indemnizaciones por cortes de suministro de gas.

Con respecto a la deuda, la Compañía mantiene un endeudamiento financiero de MUS\$ 702.723, donde la mayor proporción la constituye el Bono 144A por US\$ 400 millones, emitido en Estados Unidos en diciembre de 2010, y cuyos recursos se utilizaron principalmente para cancelar pasivos con relacionadas. La Compañía exhibe un ratio de Deuda Financiera Neta / Ebitda de 1,89 veces, mientras que el perfil de vencimientos de las obligaciones, se concentra en un plazo superior a cinco años.

En relación al pago de intereses, a septiembre de 2011 se observa un incremento de 68,8% en los gastos financieros, debido al reconocimiento de los intereses por el financiamiento de Central Termoeléctrica Andina y al mayor nivel de tasas de interés. No obstante, E.CL mantiene una favorable capacidad de cobertura de intereses, con un indicador de Cobertura de Gastos Financieros Netos que asciende a 15,43 veces a septiembre de 2011.

E.CL S.A. es controlada por International Power GDF Suez (IPR-GDF Suez) en forma directa a través de Suez Energy Andino S.A., con un 40,90% del capital accionario de la Compañía, e indirectamente a través de Inversiones Mejillones S.A. con un 11,87%. En consecuencia, IPR-GDF Suez ostenta el 52,76% de la Compañía.

IPR-GDF Suez participa activamente de la provisión de energía y gas en distintos países del mundo, operando una matriz energética diversificada, con una capacidad bruta instalada de 72,4 GW, y actualmente construye una capacidad adicional bruta de 15,5 GW. En Latinoamérica, IPR-GDF Suez tiene una capacidad bruta instalada de 10,7 GW con 5,8 GW brutos adicionales en construcción. Se estima que dos tercios de la energía generada corresponden a fuentes renovables. IPR pertenece a GDF Suez, uno de los principales proveedores de energía a nivel mundial. GDF Suez se encuentra clasificado

en Categoría A en escala internacional.

DEFINICIÓN DE CATEGORÍAS:

Categoría A

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Categoría Primera Clase Nivel 3

Títulos accionarios con una buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor y volatilidad de sus retornos.

La opinión de ICR Chile Clasificadora de Riesgo, no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información pública remitida a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las bolsas de valores y en aquella que voluntariamente aportó el emisor, no siendo responsabilidad de la clasificadora la verificación de la autenticidad de la misma.

E.CL S.A.

Fecha informe:
Enero.2012

FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LA COMPAÑÍA

FORTALEZAS

- Sólida posición y know how del accionista controlador, GDF Suez.
- E.CL S.A. (o E.CL) opera en una industria que presenta niveles de demanda elevados y estables, dado su estrecha relación con el desarrollo industrial, en especial, el sector minero.
- Tras la fusión con Inversiones Tocopilla 1 S.A., la Compañía se ha transformado en el principal actor en el abastecimiento energético del Sistema Interconectado del Norte Grande del país, con cerca de un 50% de participación en la generación bruta del SING.
- La estrategia de comercialización de la Compañía se ha centrado en la generación de contratos de largo plazo con importantes clientes mineros, lo que ha redundado en una mayor estabilidad en los ingresos y menor sensibilidad a cambios en el mercado.

DEBILIDADES O RIESGOS

- Exposición a las variaciones de precios que experimentan los insumos de generación eléctrica, como el carbón y el diesel. Sin embargo, este riesgo se mitiga a través de la indexación de las tarifas de los contratos de suministro, vinculándolas a los costos de los combustibles.
- Entorno competitivo en el segmento de generación eléctrica, lo que implica la realización permanente de inversiones e implementación de tecnologías.
- Marco regulatorio en continuo perfeccionamiento, donde adquiere relevancia la regulación ambiental en centrales termoeléctricas, lo que eventualmente podría obstaculizar proyectos o inducir mayores niveles de inversión en tecnologías de generación que reduzcan las emisiones contaminantes.

HECHOS RELEVANTES

- Con fecha 29 de diciembre de 2009, E.CL S.A. (ex Edelnor) se fusionó con Inversiones Tocopilla 1 S.A., mediante absorción de esta última por E.CL, incorporando activos, pasivos y patrimonio. Con esto se incorporaron a E.CL el total de las acciones que Inversiones Tocopilla 1 S.A. tiene en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Mejillones 3 S.A., Gasoducto Nor Andino S.A., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.; todas ellas con el 100% de las acciones menos una; e Inversiones Hornitos S.A. con el 60% de las acciones. Mediante esta fusión, E.CL S.A. se transformó en la principal empresa de Generación Eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.
- Con fecha 16 de diciembre de 2010, E.CL efectuó una emisión en el extranjero, bajo la regla 144-A y la Regulación S, por un monto total de US\$ 400 millones. El plazo de la emisión es de 10 años, con una tasa de interés de 5,625%. Los recursos obtenidos de esta emisión se destinaron al pago total de pasivos con empresas relacionadas, el 17 de diciembre de 2010.
- El día 27 de enero de 2011, la Corporación Nacional del Cobre informó la colocación de 424.251.415 acciones emitidas por E.CL S.A. (representativas del 40% de su capital accionario), mantenidas tanto directamente como a través de su filial Inversiones Mejillones-2 S.A. Producto de ello, CODELCO dejó de tener participación en el capital accionario de E.CL S.A., tanto directa como indirectamente.

SECTOR ELÉCTRICO

E.CL S.A.

**Fecha informe:
Enero.2012**

- Con fecha 08 de abril de 2011, se dispuso la implementación de una reorganización administrativa dentro de la Compañía, consistente en la creación de cinco Vicepresidencias, dependientes del Gerente General, y que estarían a cargo de los distintos gerentes de áreas. Asimismo, se estableció que el área de Auditoría reportaría directamente al Gerente General y al Directorio.
- El 15 de julio de 2011, inició sus operaciones Central Termoeléctrica Andina (CTA), abasteciendo de energía eléctrica los requerimientos de Minera Gaby y parte del consumo de Codelco Norte. Posteriormente, con fecha 05 de agosto de 2011, comenzó el régimen comercial de su unidad gemela, Central Termoeléctrica Hornitos. La inversión conjunta representó cerca de US\$ 900 millones, con un aporte neto al SING de 302 MW. Ambas centrales incorporan tecnología de punta que permite incrementar la eficiencia en el proceso de combustión, y tienen la capacidad de utilizar distintos tipos de combustibles sólidos, tales como carbón y biomasa.

ANTECEDENTES DE LA COMPAÑÍA

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

La enajenación de los títulos accionarios de la Compañía, por parte de CODELCO, significó el ingreso de nuevos inversionistas a la Sociedad, especialmente del segmento institucional. Asimismo, se aprecia una mayor participación de sociedades corredoras de valores por cuenta de terceros. E.CL S.A. es controlada por International Power GDF Suez (IPR-GDF Suez) en forma directa a través de Suez Energy Andino S.A., con un 40,90% del capital accionario de la Compañía, e indirectamente a través de Inversiones Mejillones S.A. con un 11,87%. En consecuencia, IPR-GDF Suez ostenta el 52,76% de la Compañía. El siguiente cuadro muestra la composición accionaria de E.CL S.A. al 30 de septiembre de 2011:

Accionista	Nº de Acciones Suscritas y Pagadas	% de Propiedad
Suez Energy Andino S.A.	430.793.979	40,90%
Inversiones Mejillones S.A.	124.975.240	11,87%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	81.315.209	7,72%
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas	27.711.755	2,63%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	26.696.356	2,53%
Banco Santander por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	22.931.188	2,18%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	20.262.152	1,92%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	20.122.313	1,91%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	16.491.733	1,57%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo B	16.119.139	1,53%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	15.995.520	1,52%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	15.799.522	1,50%

Fuente: SVS.

IPR-GDF Suez participa activamente de la provisión de energía y gas en distintos países del mundo, con más de 72 GW de capacidad bruta instalada y más de 15 GW en construcción. En Latinoamérica, opera una matriz energética diversificada, con una capacidad instalada de 10,7 GW, y actualmente construye una capacidad adicional de 6 GW. Se estima que dos tercios de la energía generada corresponden a fuentes renovables. IPR pertenece a GDF Suez, uno de los principales proveedores de energía a nivel mundial, y se encuentra clasificado en Categoría A, en escala internacional.

E.CL S.A.

**Fecha informe:
Enero.2012**

DIRECTORIO

El Directorio de E.CL. S.A. se compone de siete miembros titulares, que de acuerdo a los estatutos de la sociedad, permanecen en su cargo por un período de dos años. El actual Directorio de la Sociedad es presidido por el señor Jan Flachet, de profesión Ingeniero Electromecánico.

Nombre	Cargo
Jan Flachet	Presidente del Directorio
Cristián Eyzaguirre Johnston	Director
Karen Poniachik Pollak	Director
Pablo Ihnen De la Fuente	Director
Juan Clavería Aliste	Director
Manlio Alessi Remedi	Director
Guy Richelle	Director
Lionel Sotomayor Luhr	Director Suplente
Joaquín González Errázuriz	Director Suplente
Luis Eduardo Prieto Fernández de Castro	Director Suplente
Peter Hatton Bunster	Director Suplente
Marc Debyser	Director Suplente
Dante Dell'Elce	Director Suplente
Manuel Colcombet	Director Suplente

ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA COMPAÑÍA

E.CL es la mayor empresa de generación eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande. Luego de la fusión entre Edelnor e Inversiones Tocopilla 1 S.A., la Compañía alcanzó una capacidad instalada de 1.796 MW, equivalente al 49% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado del Norte Grande. Actualmente, la capacidad instalada de E.CL es de 2.129 MW, y bordea el 50% de la capacidad total del SING.

Las actividades de la Sociedad se centran en la producción, distribución y suministro de energía eléctrica. Las ventas de energía se materializan a través de contratos de largo plazo con clientes industriales, principalmente ligados a la industria minera. Estos últimos representan sobre el 90% de los contratos de suministro.

E.CL cuenta con centrales térmicas en Tocopilla y Mejillones, con potencias instaladas de 1.004 MW y 591,65 MW respectivamente. A éstas, se suman las nuevas centrales termoeléctricas Andina y Hornitos, cuyas operaciones se iniciaron el segundo semestre de 2011. Además, posee tres centrales generadoras en base a diesel: Central Arica (14,32 MW), Central Iquique (43,01 MW) y Central Mantos Blancos (28,64 MW). Adicionalmente, la Central Tamaya (103,68 MW) produce energía en base a petróleo pesado. En el segmento de generación hidroeléctrica, opera a través de la Central Hidroeléctrica Chapiquiña (10,20 MW).

En tanto, el Gasoducto Chile & Argentina comprende una extensión de 1.045 Km.

Además, la Compañía percibe ingresos por concepto de distribución y comercialización de gas y sus derivados en el Norte Grande de Chile, a través de su filial Distrinor S.A.

SECTOR ELÉCTRICO

E.CL S.A.

Fecha informe:
Enero.2012

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN CHILE

El sector eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son efectuadas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el estado se remite a ejercer funciones de regulación, fiscalización y planificación de inversiones en generación y transmisión.

La industria eléctrica nacional está compuesta por 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto, suministran una demanda que se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos: SING, SIC, Aysén y Magallanes.

1. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Este sistema abastece a la zona norte del país, desde el norte de Arica hasta la localidad de Coloso por el sur. La capacidad instalada es 99% de origen térmico y alcanzaba a 4.343,84 a octubre de 2011.
2. El Sistema Interconectado Central (SIC): Abastece la zona central de Chile, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica, y a octubre de 2011, alcanzaba un total de 12.487,9 MW.
3. El Sistema Eléctrico de Aysén: Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 48,98 MW a octubre de 2011, presentando una combinación termo hidráulica balanceada. La generación térmica es en base a petróleo diesel.
4. El Sistema Eléctrico de Magallanes: Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes, situada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica a gas natural. La potencia total alcanzada a octubre de 2011, era de 89,1 MW.

A continuación se describen las principales actividades propias de la industria eléctrica:

- Generación: Este segmento está compuesto por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.
- Transmisión: Este sistema corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde las unidades de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile, se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 mil Volts. Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, éstos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes. Dadas las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión se considera servicio público eléctrico; por tanto, el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas.

En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común), los sistemas de subtransmisión (que son aquéllos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales) y los sistemas adicionales (que son aquéllos que permiten a las empresas generadoras inyectar energía eléctrica en la red y efectuar retiros desde ésta para abastecer a clientes libres). La coordinación de la operación de las centrales

E.CL S.A.

**Fecha informe:
Enero.2012**

generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica, y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

- **Distribución:** Reconocida su condición de monopolio natural, la actividad de distribución de energía eléctrica se presenta en Chile como una actividad regulada. La normativa vigente le asigna el carácter de actividad de servicio público, estando los operadores obligados a desarrollar las redes de distribución para dar suministro a quien lo solicite en sus respectivas zonas de servicio, establecidas formalmente como zonas de concesión.

En sus zonas de concesión, las empresas distribuidoras atienden a clientes libres y a clientes regulados. La tarifa de distribución de los clientes regulados se construye mediante la adición de los precios a los cuales las distribuidoras compran la energía y potencia al segmento generador, y de una componente de costo de distribución denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), que constituye la remuneración propiamente tal de la actividad. Las empresas distribuidoras trasladan a los clientes regulados, el precio de compra de la energía y potencia directamente como un pass-through. De este modo, su remuneración queda constituida por el VAD asociado a cada kilowatt o kilowatt/hora suministrado.

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las normas específicas que regulan el sector eléctrico en Chile están contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1 de 1982, y una serie de reglamentos que conforman un conjunto de normas subordinadas a dicho cuerpo legal.

El DFL N°1 de 1982 sólo puede ser modificado en el Congreso Nacional, siendo sus modificaciones más relevantes las aplicadas mediante la Ley N° 19.940 de 2004 (Ley Corta I) que reformó el marco regulatorio de la Transmisión, y la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II), la cual reformó el régimen de comercialización entre generadores y distribuidores para el suministro de los clientes regulados. Los reglamentos, por su parte, son elaborados por los organismos sectoriales del Poder Ejecutivo, y deben someterse a las disposiciones establecidas en la Ley.

Dentro de las instituciones participantes del mercado eléctrico, encontramos:

- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Es el organismo de mayor nivel en materia de energía dentro de la administración del Estado. Está a cargo de los siguientes aspectos:
 - Proponer al Ejecutivo la política energética y llevarla a cabo.
 - Monitorear el comportamiento del sector y proponer las leyes y reglamentos que sean pertinentes.
 - Aprobar o rechazar los estudios de factibilidad económica de los proyectos propuestos por las empresas estatales (actualmente sólo en el sector petróleo).
 - Determinar los precios de electricidad que están sujetos a regulación.

La CNE está constituida por un Consejo Directivo, integrado por 7 ministros (Presidente de la CNE, Minería, Hacienda, Economía, Planificación, Defensa, Secretario General de la Presidencia).

- **Ministerio de Economía:** En relación al sector eléctrico, el Ministerio de Economía tiene las siguientes funciones:
 - Emitir los decretos y reglamentos de las materias tratadas por la CNE. El Ministerio puede modificar las determinaciones de la Comisión.
 - Otorgar concesiones, de acuerdo a los informes presentados por la CNE y la SEC.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** La SEC controla el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas de calidad de servicio y seguridad. Asimismo, atiende reclamos de usuarios y aplica multas a productores, transportistas y distribuidores.
- **Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC):** Esta entidad se encarga de operar el sistema y administrar el

SECTOR ELÉCTRICO

E.CL S.A.

**Fecha informe:
Enero.2012**

mercado mayorista en cada sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada. Su Directorio está conformado por representantes de las empresas generadoras, transmisoras y un representante de los grandes clientes industriales. El personal operativo de los CDEC es independiente de las empresas. La Ley de Electricidad y su Reglamento establecen las funciones de los CDEC, y su funcionamiento es supervisado por la CNE a través de informes periódicos.

- **Tribunal de la Libre Competencia:** Es un organismo autónomo que recibe, estudia y sanciona las denuncias de colusiones, abuso de posición dominante, precios de dumping, publicidad engañosa, y en general, todo tipo de actividades que directa o indirectamente impliquen atentados contra la libre competencia, la libertad de precios y la transparencia de los mercados. El tribunal está integrado por 5 miembros, dos de los cuales son economistas, dos abogados y un ministro de la Corte Suprema, que lo preside.
- **Panel de Expertos:** Corresponde al mecanismo de resolución de conflictos establecido a través de la Ley Corta I. Lo conforman 2 abogados y 5 ingenieros o economistas con dedicación de tiempo completo, nombrados por 6 años y seleccionados por los miembros del Tribunal de la Libre Competencia. Su actividad consiste en resolver los conflictos que se presenten entre la CNE o el Ministerio de Economía, y los agentes del mercado eléctrico en relación con la aplicación de las normas establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos. Este panel también resuelve las discrepancias entre agentes del mercado eléctrico mayorista (miembros del CDEC).

En general, la legislación vigente establece como premisa básica, que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y distribución de electricidad, asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de alcanzar un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kw, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural, y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 2.000 kw, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se le denomina cliente regulado, y al segundo, cliente libre. Aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kw e inferior a 2.000 kw pueden elegir a cual régimen adscribirse.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kw en capacidad instalada de generación, la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación – transporte, denominados “Precios de Nudo”, y definidos para todas las subestaciones de generación – transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de energía y precio de potencia de punta.
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las centrales de distribución, un valor agregado por concepto de distribución, las pérdidas medias calculadas para una empresa modelo y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

A su vez, las empresas generadoras pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, donde los precios son determinados a través de licitaciones de empresas generadoras.

E.CL S.A.

Fecha informe:
Enero.2012

- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario (precio spot).

Nota 1. El Precio de Nudo de la Energía corresponde a un promedio actualizado de los costos marginales esperados a cuatro años en el SIC y a dos años en el SING, sustentados en un programa óptimo de inversiones que considera las centrales existentes, las centrales en construcción, y los costos de insumos y de tecnologías de generación que resultan los más convenientes y factibles de utilizar. El Precio de la Potencia de Punta, por su parte, es determinado por la CNE como el costo por kilowatt instalado de la unidad que abastece la demanda de punta en la forma más económica, y es el mismo utilizado para remunerar la capacidad firme de las unidades generadoras.

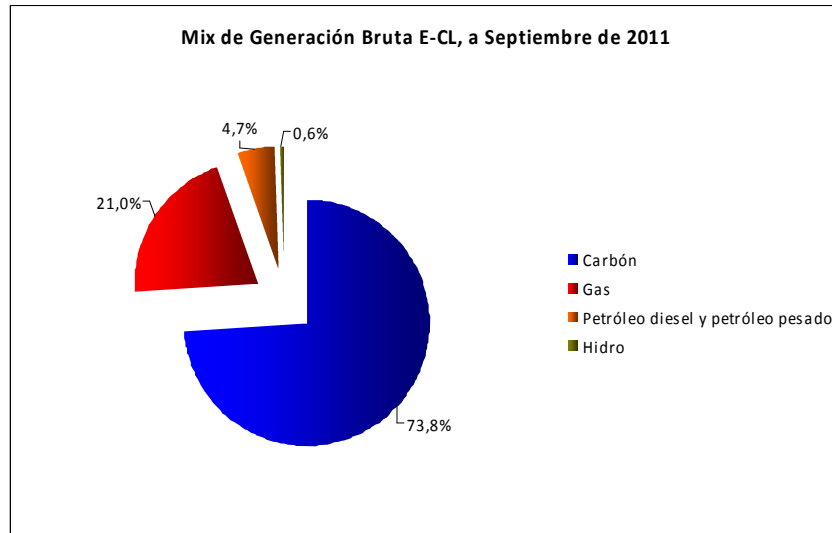
Nota 2. Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), entidad que a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

E.CL S.A.

Fecha informe:
Enero.2012

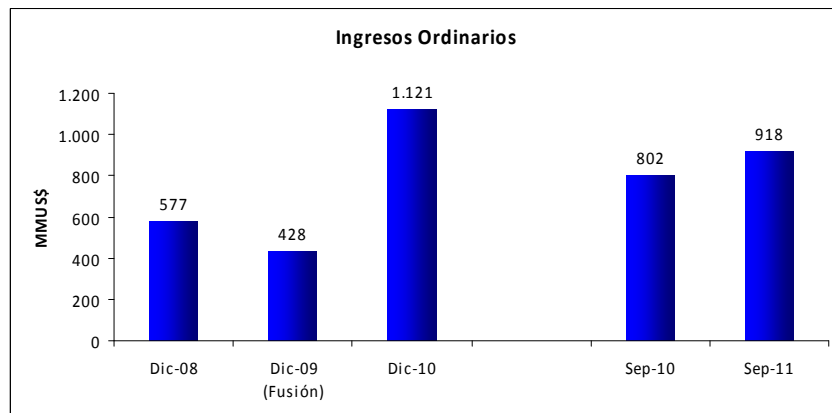
ANÁLISIS FINANCIERO

El año 2011 se caracterizó por el inicio de las operaciones comerciales de las centrales termoeléctricas Andina y Hornitos, que en conjunto significaron un aumento de 302 MW a la capacidad instalada bruta de generación de la Compañía. El ingreso al sistema de ambas centrales implicó además un aumento en la contribución del carbón al mix de generación de E.CL S.A., que a septiembre de 2011, llegó a representar un 73,8% de la generación bruta de la Sociedad.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Pese a la entrada en operaciones de estas nuevas centrales, la generación bruta a carbón experimentó un descenso en comparación con el período enero-septiembre de 2010, debido a que se efectuaron labores de mantención en algunas unidades generadoras. En total, la generación bruta de la Compañía a septiembre de 2011 alcanzó los 5.392 GWh, representando un descenso de 7,7% respecto al período anterior. No obstante, durante el período se registró una mayor demanda, por lo que E.CL incurrió en mayores compras de energía en el mercado spot. En consecuencia, el total de ventas de energía exhibió un crecimiento de 2,5%. Adicionalmente, durante el período, el precio monómico promedio exhibió un alza de alrededor de 19,0%, producto de las indexaciones que reflejaron un incremento en los costos de generación, a raíz del alza en los precios de los combustibles. Al 30 de septiembre de 2011, los ingresos ordinarios de la Compañía totalizaron MUS\$ 917.732, anotando un alza de 14,4% con respecto a igual fecha del año anterior.

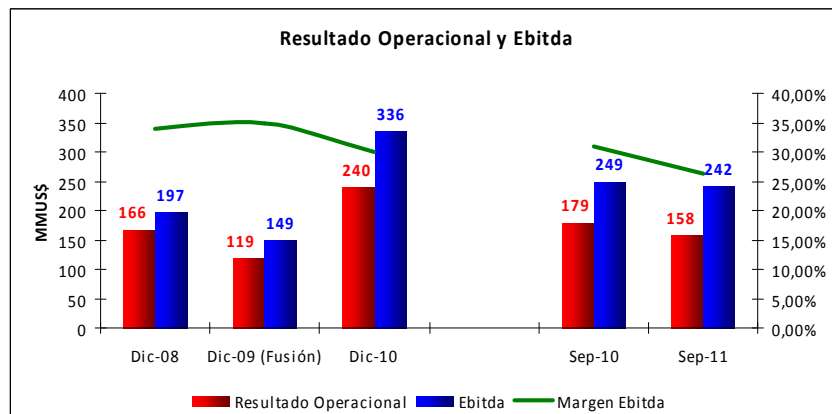


Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

E.CL S.A.

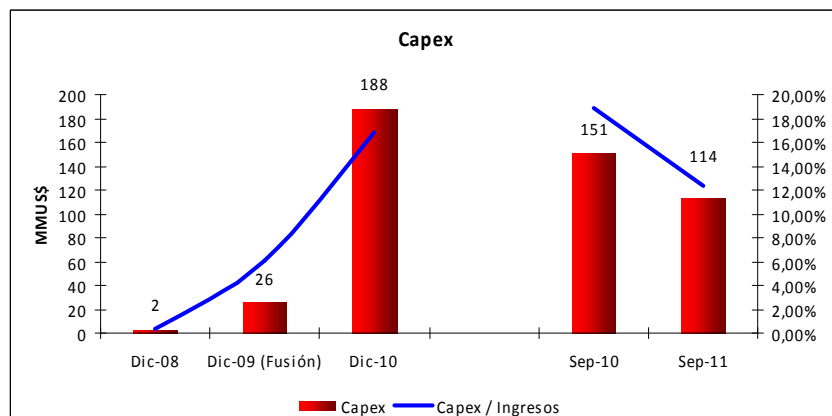
Fecha informe:
Enero.2012

Como se adelantó, durante el período enero-septiembre de 2011, los costos de generación se incrementaron por los mayores precios promedio de combustibles, exhibiendo un alza de 11,0% en relación al período anterior. Asimismo, hubo mayores costos por servicios a terceros y pagos adicionales en Electroandina. Lo anterior, significó un crecimiento de 21,25% en los costos de venta, lo que finalmente redujo el Resultado Operacional (-11,46%), desde MUS\$ 178.540 a septiembre de 2010, hasta MUS\$ 158.081 a septiembre de 2011. En tanto, el Ebitda del período experimentó una caída de 2,71%, alcanzando un valor de MUS\$ 241.963. Cabe señalar que el año 2010, el proveedor de gas natural Tecpetrol pagó una indemnización de US\$ 14,5 millones a la Compañía, debido a interrupciones en el suministro en el pasado. Dicha operación fue registrada como un ingreso operacional, por lo que en 2010 generó un incremento extraordinario en el Ebitda.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

En cuanto a las inversiones, a septiembre de 2011 el CAPEX alcanzaba los MUS\$ 113.623, cifra que representó un descenso de 24,9% en relación al período anterior, debido a que en 2010 se efectuaron considerables inversiones en las centrales Andina y Hornitos, en la Subestación El Cobre y en la línea de transmisión Chacaya-El Cobre. Durante 2011, las inversiones se han destinado principalmente al financiamiento de las centrales Andina y Hornitos (reconociendo un 60% de esta última en función de la participación de la Compañía en el proyecto) y a tecnologías de mejora medioambiental.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

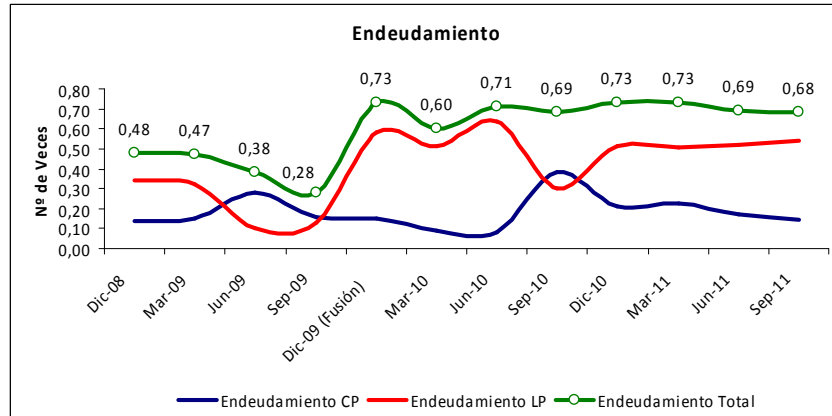
En relación a la deuda financiera, a septiembre de 2011 alcanza un valor de MUS\$ 702.723 (la deuda financiera neta es de MUS\$ 623.386), y contempla el bono 144A emitido en Estados Unidos en diciembre de 2010 por US\$ 400 millones; y la porción remanente del crédito tomado con el IFC para el financiamiento del proyecto CTA por US\$ 285 millones. El año 2010, la Compañía mantenía obligaciones financieras con sus relacionadas Suez Energy Andino y

SECTOR ELÉCTRICO

E.CL S.A.

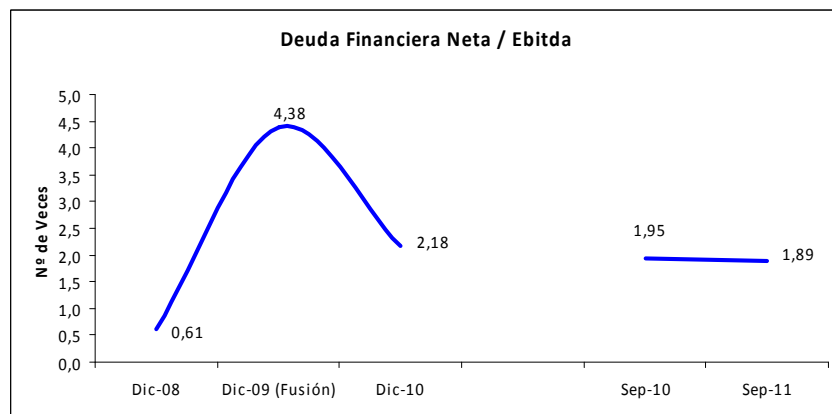
Fecha informe:
Enero.2012

CODELCO, y fueron canceladas en su totalidad con saldos de caja y con recursos provenientes de la emisión en el extranjero. A septiembre de 2011, los pasivos totales de E.CL alcanzaban los MUS\$ 1.109.571, y se concentraban mayoritariamente en el largo plazo. A la misma fecha, el Leverage se situaba en 0,68 veces, marcando una tendencia estable.



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Al revisar la capacidad de pago de la deuda, la Compañía mantiene una favorable posición, con un ratio de Deuda Financiera Neta / Ebitda de 1,89 veces a septiembre de 2011, mientras que el perfil de vencimientos de las obligaciones se concentra en un horizonte mayor a cinco años.



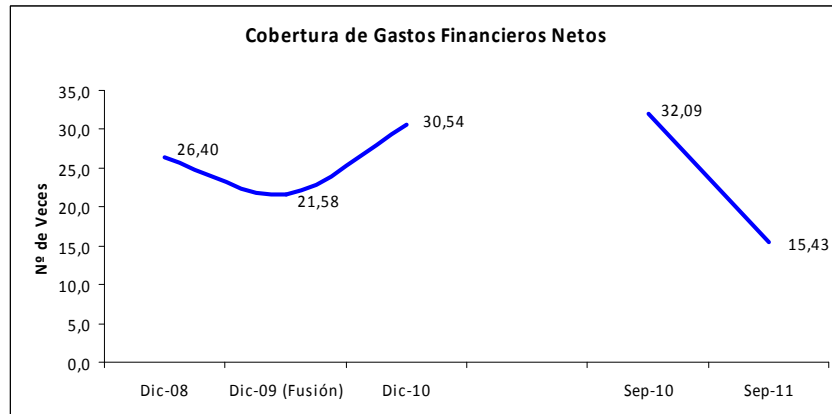
Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Con respecto al resultado financiero, a septiembre de 2011 se aprecia un incremento de 68,8% en los gastos financieros debido a la incorporación de los costos de financiamiento de la Central Termoeléctrica Andina, una vez que entró en operaciones (previamente eran capitalizados, al igual que los resultados operacionales). Asimismo, la deuda que mantenía la compañía con empresas relacionadas, hasta el año 2010, presentaba una menor tasa de interés efectiva, en relación a la tasa de interés del bono actualmente vigente.

En consecuencia, el indicador de Cobertura de Gastos Financieros Netos exhibió una reducción producto de los mayores intereses del período y al menor Ebitda. A septiembre de 2011, el ratio se ubicó en 15,43 veces, contrastando con las 32,09 veces del período anterior.

E.CL S.A.

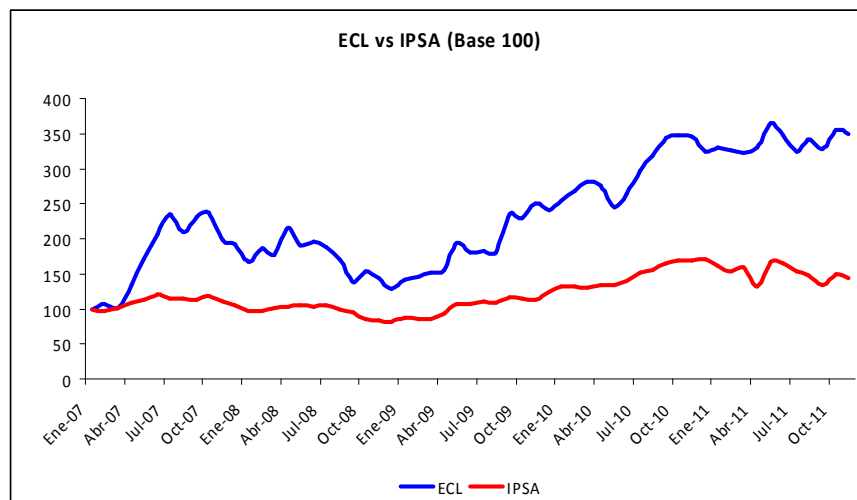
**Fecha informe:
Enero.2012**



Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

CARACTERÍSTICAS DE LOS INSTRUMENTOS

Los títulos de E.CL S.A. han presentado un favorable rendimiento durante 2011, lo que ha contrastado con una caída a nivel general en el mercado bursátil local e internacional, en el marco de la crisis de deuda de Europa. Los títulos accionarios de la Compañía, nemotécnico ECL, acumulaban un retorno de 7,88% al cierre de noviembre de 2011, mientras que el mercado local marcaba un -15,55%. A la misma fecha, las acciones de la Compañía exhibían una presencia de 100% y una capitalización bursátil de MUS\$ 2.635.434.



Fuente: Elaboración propia, datos Bolsa de Santiago.

E.CL S.A.

 Fecha informe:
 Enero.2012

ANEXO: RESUMEN FINANCIERO E.CL S.A.

	Situación Financiera E-CL Miles de Dólares			Sep-10	Sep-11
	Dic-08	Dic-09 (Fusión)	Dic-10		
Activos Corrientes	164.967	552.576	668.483	584.760	557.937
Activos No Corrientes	518.157	2.047.620	2.135.448	2.088.669	2.176.299
Activos Totales	683.124	2.600.196	2.803.931	2.673.429	2.734.236
Efectivo y Equivalentes	5.047	81.662	49.869	186.861	10.509
Activos Financieros Corrientes	57.335	0	0	0	68.828
Inventarios	12.911	68.772	91.886	77.741	135.322
Pasivos Corrientes	63.689	227.933	348.355	607.170	232.180
Pasivos No Corrientes	156.634	871.607	834.625	481.330	877.391
Pasivos Totales	220.323	1.099.540	1.182.980	1.088.500	1.109.571
Deuda Financiera Corriente	78.450	36.662	119.098	472.807	12.886
Deuda Financiera No Corriente	104.859	699.001	662.615	314.802	689.837
Deuda Financiera Total	183.309	735.663	781.713	787.609	702.723
Deuda Financiera Neta	120.927	654.001	731.844	600.748	623.386
Patrimonio	462.299	1.500.656	1.620.951	1.584.929	1.624.665
Ingresos de Explotación	577.418	427.746	1.121.077	802.206	917.732
Costos de Explotación	397.713	305.320	844.591	597.952	725.007
Margen Bruto	179.705	122.426	276.486	204.254	192.725
Resultado Operacional	166.325	118.951	240.289	178.540	158.081
Ingresos Financieros	3.612	1.049	4.323	3.410	3.164
Gastos Financieros	11.063	7.968	15.320	11.160	18.842
Utilidad del Ejercicio	129.067	97.195	200.239	148.734	104.027
Razón Circulante (Nº de Veces)	2,59	2,42	1,92	0,96	2,40
Razón Ácida (Nº de Veces)	2,39	2,12	1,66	0,84	1,82
Capital de Trabajo	101.278	324.643	320.128	-22.410	325.757
Endeudamiento Corto Plazo (Nº de Veces)	0,14	0,15	0,21	0,38	0,14
Endeudamiento Largo Plazo (Nº de Veces)	0,34	0,58	0,51	0,30	0,54
Endeudamiento Total (Nº de Veces)	0,48	0,73	0,73	0,69	0,68
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (Nº de Veces)	0,29	0,21	0,29	0,56	0,21
Deuda Largo Plazo / Deuda Total (Nº de Veces)	0,71	0,79	0,71	0,44	0,79
Ebitda	196.697	149.312	335.818	248.697	241.963
Margen Ebitda	34,06%	34,91%	29,95%	31,00%	26,37%
Ebitda 12 meses	196.697	149.312	335.818	308.731	329.084
Cobertura de Gastos Financieros Netos (Nº de Veces)	26,40	21,58	30,54	32,09	15,43
Deuda Financiera CP / Ebitda (Nº de Veces)	0,40	0,25	0,35	1,53	0,04
Deuda Financiera LP / Ebitda (Nº de Veces)	0,53	4,68	1,97	1,02	2,10
Deuda Financiera Total / Ebitda (Nº de Veces)	0,93	4,93	2,33	2,55	2,14
Deuda Financiera Neta / Ebitda (Nº de Veces)	0,61	4,38	2,18	1,95	1,89
Capex	2.067	26.094	187.821	151.347	113.623
Capex / Ingresos	0,36%	6,10%	16,75%	18,87%	12,38%
FCO	194.630	123.218	147.997	97.350	128.340

Fuente: Elaboración propia, datos SVS.

Cálculo de Indicadores Financieros:

- Deuda Financiera Neta = Otros Pasivos Financieros Corrientes + Otros Pasivos Financieros No Corrientes - Efectivo y Equivalentes al Efectivo - Otros Activos Financieros Corrientes.
- Resultado Operacional = Ingresos de Actividades Ordinarias - Costos de Venta + Otros Ingresos - Gastos de Administración.
- Ebitda = Resultado Operacional + Gastos por Depreciación y Amortización (Notas EEFF).
- Cobertura de Gastos Financieros Netos = $|Ebitda / (Ingresos Financieros - Gastos Financieros)|$.
- Deuda Financiera Neta / Ebitda 12 Meses.