

Distribución Eléctrica
Bolivia
Análisis de Riesgo

**Electricidad de La Paz S.A.
(Electropaz)**

Ratings

Instrumento	Rating
Bonos UFV	AA - (bol)
Bonos II	AA - (bol)

Perspectiva

Estable

Información Financiera

Electropaz (Millones de Bs)	Ene-Mar 10	Ene-Mar 09
Activos Totales	1,064	1,064
Deuda Financiera	313	320
EBITDA	33	32
Margen EBITDA (%)	21.7%	21.8%
Gstos Financieros	5	12
Ventas	153	146
Deuda Financiera / EBITDA (x)	2.4	2.5
EBITDA / Gastos Financieros (x)	6.4	2.6

Analistas

Josseline Jenssen
(591 2) 2774470
josseline.jenssen@fitchratings.com.bo

Cecilia Pérez
(591 2) 2774470
cecilia.perez@fitchratings.com.bo

Fundamentos

- La calificación asignada a los bonos de Electropaz se fundamenta en la concesión de exclusividad para distribuir y comercializar energía eléctrica en el Departamento de La Paz por 40 años desde 1999. Además de lo anterior, la fijación de tarifas cada 4 años, el *pass through* de las compras de energía a los usuarios finales y la presencia del Grupo Iberdrola en la propiedad (89,55%) y en apoyo tecnológico, favorece a la compañía con un bajo nivel de riesgo.
- El principal riesgo que se observa se refiere al marco regulatorio susceptible a una eventual modificación que pueda afectar tanto las tarifas como su indexación. Otro factor de riesgo a considerar son las pérdidas de energía (alrededor de 10,5%). Asimismo, el crecimiento de la oferta de energía es más difícil en Occidente por lo que se depende de inversiones en el área de transmisión. Luego que el contrato de compra venta de energía con la generadora Cobee venció a fines del 2008, actualmente, la empresa compra energía en el mercado spot. Lo anterior no afectó los ingresos de la empresa dada la regulación que rige el mercado.
- Para el siguiente periodo tarifario 2008-2011, la empresa realizará inversiones de US\$ 24 millones (US\$ 6 millones anuales), nivel superior al registrado en los últimos 4 años (US\$ 4,9 millones anuales en promedio) pero menor a la depreciación del año 2009 (US\$ 7,6 millones).
- En el trimestre enero-marzo 2010, los ingresos fueron de Bs. 153 millones, mostrando un incremento del 4,9% con respecto a los registrados en el mismo periodo del año anterior. El margen se mantuvo alrededor de 21,7%, resultando en un EBITDA de Bs. 33 millones, ligeramente superior al del primer trimestre del 2009. A marzo 2010, los indicadores EBITDA/gastos financieros y Deuda Financiera/EBITDA fueron de 6,4x y 2,4x, respectivamente, mostrando un endeudamiento ligeramente menor y una mayor cobertura de los gastos financieros por la estabilización de la UFV con respecto a marzo 2009 cuando estos indicadores fueron 2,5x y 2,6x, respectivamente.

Factores Claves de la Calificación

Electropaz está expuesta a presiones políticas y sociales por su ubicación en la sede de Gobierno y por el hecho de brindar un servicio público. Si se introdujeran cambios en la legislación que disminuyan la rentabilidad de la empresa, la calificación podría verse afectada.

El potencial incremento en el nivel de endeudamiento asociado al plan de inversiones de Electropaz podría presionar los indicadores crediticios en el corto plazo. Sin embargo, las inversiones son remuneradas a través de la estructura tarifaria, lo cual compensaría el mayor endeudamiento en que la empresa podría incurrir. Fitch monitoreará los financiamientos adicionales que Electropaz pueda requerir y su impacto en la flexibilidad y perfil financiero de la empresa.

Acontecimientos recientes

El 25 de junio 2009, se procedió a la colocación total de la emisión de Bonos Electropaz II por Bs.70.700.000 con Mantenimiento de Valor respecto al Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (MVDOL) con fecha de vencimiento el 29 de abril de 2016.

Liquidez y Estructura de la Deuda

La deuda financiera a marzo 2010 ascendió a Bs. 313 millones (incluye intereses devengados). Con respecto a marzo 2009, ésta se muestra menor en 2,4%. A marzo 2010, la empresa mantenía Bs. 64 millones en caja con lo cual la deuda financiera neta ascendió a Bs. 249 millones.

La deuda financiera está constituida principalmente por bonos en bolivianos con mantenimiento de valor respecto a la Unidad de Fomento de Vivienda (UFV). Estos bonos reemplazaron deuda bancaria en dólares y permitieron una mayor cobertura sobre el riesgo cambiario y mayor flexibilidad a la empresa. A marzo 2010, el capital de los bonos explicó el 93,7% del total de la deuda financiera, siendo el resto proveniente de deuda bancaria local de corto plazo en bolivianos. Esta última se destinó al pago de dividendos después que se eliminó la restricción del reparto según los compromisos de las deudas que fueron refinanciadas con los bonos.

El perfil de pagos de la deuda financiera asume una refinanciación de los bonos a su vencimiento, pues serán amortizados en tres partes en los años 2012, 2013 y 2014.

Flujo de Caja e Indicadores Crediticios

En el 2009, el Flujo de Fondos de las Operaciones (FFO) totalizó Bs. 140 millones y, a diferencia de la gestión anterior, la variación en el capital de trabajo de la empresa fue positiva en Bs. 21 millones (negativa en Bs. 13 millones en el 2008) debido a las mayores cobranzas. De esta manera, el Flujo de Caja Operativo (CFO) fue de Bs. 161 millones.

Por su parte, las inversiones en activo fijo de Electropaz totalizaron Bs. 72 millones en el 2009, mientras que la compañía (después de no haber repartido dividendos en los 5 años anteriores al 2007) distribuyó Bs. 67 millones en dividendos, lo que resultó en un superávit por Bs. 22 millones en el Flujo de Caja Libre (FCF), el cual se destinó a amortizar deudas de corto plazo.

En el primer trimestre del 2010, el CFO totalizó Bs. 119 millones y se destinó al reparto de dividendos (Bs. 75 millones) y a inversiones (Bs. 8 millones), resultando en un FCF de Bs. 36 millones, que se destinó a disminuir la deuda de la empresa (Bs. 4 millones) y a incrementar la caja.

La disminución de la deuda financiera en el primer trimestre del 2010 con respecto al mismo periodo del año anterior permitió que el indicador Deuda Financiera/EBITDA mejore de 2,5x a 2,4x. La mayor parte de los gastos financieros de la empresa están afectos a la variación de la UFV y dada la estabilización de la UFV mostrada desde el año 2009, el indicador EBITDA/gastos financieros se incrementó de 2,6x a marzo 2009 a 6,4x a marzo 2010.

Perfil

Electricidad de La Paz S.A. (Electropaz), es una empresa de capital privado que se dedica a la distribución eléctrica en el Departamento de La Paz.

Electropaz se constituyó el 25 de mayo de 1995, después que, la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (Cobee), le transfirió los activos y pasivos relacionados con las actividades de distribución, así como la concesión de distribución que le fue otorgada el 16 de diciembre de 1999 para que a partir de esa fecha y por un plazo de 40 años distribuya energía eléctrica en las jurisdicciones municipales de La Paz, El Alto,

Achocalla, Achacachi y Viacha. El 11 de enero de 1996, Cobee vendió su participación accionaria en Electropaz al Grupo Iberdrola y firmaron un contrato de compra-venta de energía que vence en diciembre 2008.

Electropaz pertenece al Grupo español Iberdrola, a través de Iberbolivia de Inversiones S.A. Iberdrola posee el 63,4% de Iberbolivia, quien es dueña del 89,55% de Electropaz. Del 10,45% restante, el Banco Central Hispanoamericano posee un 10% y el 0,45% se lo reparten José Luis Muñoz (0,33%) y Carlson Dividend Facility S.A. (0,12%).

Las inversiones de Iberbolivia están ligadas al sector eléctrico. Además de Electropaz S.A., Iberbolivia posee el 92,84% de Elfeo (distribuidora eléctrica de Oruro) y participaciones mayoritarias en dos empresas de servicio al sector: Cadeb (93,48%) y Edeser (85,97%). Electropaz realiza operaciones comerciales con estas dos empresas de servicios relacionadas.

Iberdrola es un grupo privado español de electricidad integrado verticalmente. En abril 2007, el grupo Iberdrola adquirió Scottish Power plc (SP), con lo cual se convirtió en el líder global de energía con una capacidad instalada mayor a 40 GW. Las principales operaciones internacionales del grupo están en Inglaterra, EEUU, Brasil y México, las cuales explicaron el 52% de la producción total del grupo en el 2008 (141 mil GWh), correspondiendo el 48% a España. La calificación internacional otorgada a la deuda de largo plazo de Iberdrola es de A- con *outlook* estable.

Estrategia

El Grupo Iberdrola es un inversor no especulativo sino de permanencia en el mercado que se dedica al negocio de la energía eléctrica. Dado lo anterior, el giro de Electropaz se encuentra dentro de la estrategia de diversificación internacional que posee Iberdrola en Latinoamérica.

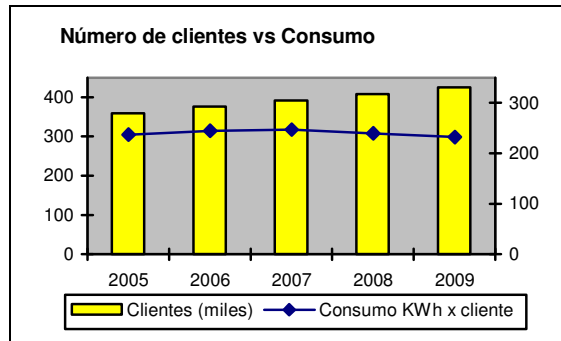
Por su parte, la misión estratégica de Electropaz es “ser empresa líder de Bolivia en el suministro de energía eléctrica, alcanzando niveles de excelencia en la calidad de atención a sus clientes y en la confiabilidad de su suministro, a un precio competitivo y con una rentabilidad adecuada.” Para ello, ha establecido dos directrices básicas para proyectar la misión de la empresa: 1) Satisfacer las necesidades y expectativas de los clientes en condiciones competitivas, con la mayor calidad y 2) Obtener una rentabilidad adecuada a las exigencias de una empresa privada de distribución de energía que alcance los mayores niveles de eficiencia.

Operaciones

Electricidad de La Paz cuenta con más de 425 mil clientes (53% en el área de La Paz), los cuales se han incrementado durante los últimos 5 años a una tasa promedio anual de 4,3%, habiendo crecido en el último año terminado a diciembre 2009 en 4,5%.

Al analizar la importancia de los clientes en las ventas, se observa que los residenciales representan un 45,4% de los MWh vendidos a diciembre 2009, los generales tales como el gobierno, hospitales, colegios, universidades, entre otros representan un 21,3% mientras que los industriales explican un 14,4%. Por su parte, el resto de los MWh vendidos proviene del alumbrado público (5,7%) y los clientes especiales (13,3%). Con respecto a los MWh vendidos por área de concesión, La Paz concentra el 59,8% del total.

Con respecto al consumo por cliente en el presente año, hasta diciembre 2009, éste se ubicó en 232 KWh en promedio al mes. Este consumo es menor al registrado en los dos años anteriores mostrando una tendencia decreciente debido a que la campaña de eficiencia energética implementada por el gobierno al instalar focos ahorradores disminuyó el consumo de energía en general.

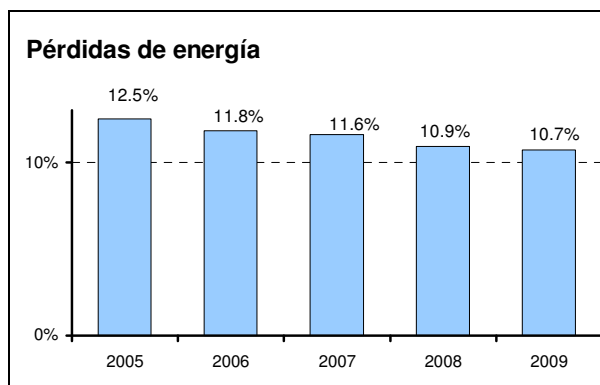


Respecto a las compras de energía, ésta se realiza en el mercado spot (hasta fines del año anterior, el 70% de la energía era comprada a Cobee) y a precio nodo de aplicación, sin un contrato preestablecido entre la compañía y el generador. Además de lo anterior, el distribuidor paga por la potencia al generador y por el peaje de transmisión.

En relación a la estructura de costos de la compañía, las compras de electricidad (energía+potencia+peaje) representan más del 60% del total. Los precios de compra son establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SDE) en bolivianos reajustados por el dólar estadounidense e IPC y las tarifas al consumidor son en bolivianos reajustadas al IPC y también al dólar estadounidense, sin embargo la compañía tiene la facultad de transferir todas las variaciones en el costo de la energía, potencia y peaje comprada por efecto del tipo de cambio, de manera inmediata al consumidor final (se conoce con antelación el precio de compra de la energía y potencia), lo cual mitiga el riesgo de fluctuaciones en el margen venta-compra por variaciones del dólar e inflación. Por lo que se dice que hay un *pass through* de las compras de energía, potencia y peaje.

Otros gastos como operación y mantenimiento de líneas, administración, comercialización e impuestos son realizados en bolivianos, principalmente. Respecto los gastos financieros éstos son realizados en bolivianos ajustados a la UFV después del recambio de pasivos de la empresa (en octubre 2006).

Otro aspecto importante en la compañía es el nivel de pérdidas de energía, las cuales se refieren a pérdidas por características técnicas de la red, causas comerciales tales como mala lectura, clandestinidad y robos de energía entre otras causas que diferencia la energía comprada de la energía vendida.



Hasta el 2005, la compañía vió incrementar sus niveles de pérdidas, llegando a 12,5% a fines de ese año. Sin embargo, Electropaz viene aplicando un Plan de Reducción de

Pérdidas que le estaría permitiendo disminuir este porcentaje paulatinamente. A fines del 2008, el nivel de pérdidas se redujo a 10,9% y a diciembre 2009 fue de 10,7%. Esta cifra es considerada razonable para las características de la zona de concesión.

Con respecto al tipo de pérdidas, las técnicas son de alrededor del 9%, las cuales se pueden regular con inversiones vs. rendimiento. Adicionalmente, cabe mencionar que la fijación tarifaria reconoce un porcentaje de pérdida natural. En la última fijación, ésta fue de aproximadamente 9,41% (pudiendo ser equivalente a la pérdida real) la cual se remunera al incluirla como un costo adicional para la compañía.

Sector Eléctrico

Regulación

El sector eléctrico boliviano se encuentra dividido en tres subsectores: generación, transmisión y distribución, los que a su vez se encuentran integrados por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). El primero (el SIN), que abastece al 90% del mercado nacional, integra a todo el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mientras que los SA, corresponden a los sistemas no integrados. El SIN se caracteriza por tener 3 áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí y Chuquisaca).

Mediante el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de Abril de 2009, queda extinguida la Superintendencia de Electricidad, derivando sus competencias y atribuciones a la creada Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. La Ley de Electricidad N° 1604 crea el Comité Nacional de Despacho de Cargas (CNDC) cuyas funciones básicas son planificar, coordinar e informar sobre la operación del sistema eléctrico.

Es previsible que se introduzcan modificaciones a la legislación sectorial vigente, más aún con los anuncios de nacionalización del sector. De hecho el Estado está participando como un nuevo actor a través de ENDE Andina (Estado Boliviano y PDVSA de Venezuela).

El hecho de operar bajo un sistema regulado, si bien es cierto que, por una parte tiene las ventajas de la mayor estabilidad que otorga, por la otra tiene el riesgo de cambios que se puedan introducir al sistema y que afecten el retorno esperado de las inversiones ya realizadas. Este riesgo se va mitigando en la medida que exista mayor estabilidad política, y que el sistema bajo el cual se fijan los precios de la energía encuentre una mayor aceptación entre los usuarios.

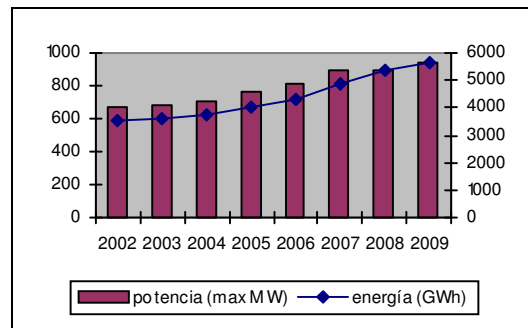
Demanda y oferta

De acuerdo con el Comité Nacional de Despacho de Cargas - CNDC, se estima que el sector eléctrico boliviano crecerá a un ritmo que exigirá incrementar la capacidad de instalación ampliando la generación y reforzando el sistema de transmisión. Las empresas operadoras están dispuestas a dar continuidad a sus inversiones, pero también se encuentran expectantes ante la coyuntura de cambios en el país. El sector dio su apoyo al gobierno con la incorporación de la Tarifa Dignidad¹. El sector eléctrico requiere de inversiones en infraestructura con elevados montos y cuya recuperación demanda prolongados periodos. Se trata de proyectos de retorno en un largo plazo (10 años).

¹ El 21 de marzo de 2006, se estableció la Tarifa Dignidad por medio del Decreto Supremo 28653. Por medio de esta tarifa se reduce, en promedio, un 25% del costo de la electricidad para los usuarios de energía eléctrica que consumen hasta 70 KWh/mes en el área urbana y 30 KWh/mes en el área rural. La tarifa entró en vigencia en marzo 2006 y durará 4 años.

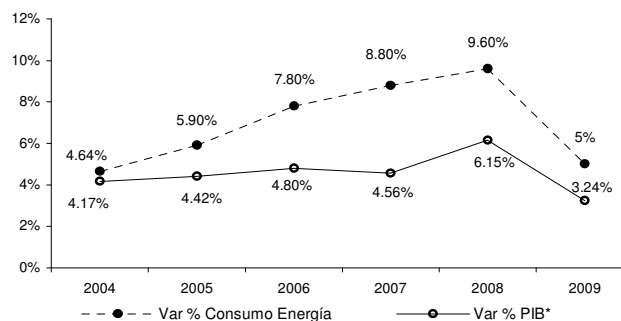
Las inversiones realizadas en los últimos tres años han sido marginales. A la fecha, existen dos proyectos de generación: El proyecto de Ciclo Combinado en Santa Cruz implementado por la empresa Guaracachi y el Proyecto Entre Ríos (Chapare Cochabambino) implementado por ENDE Andina que permitirán incrementar la capacidad de generación termoeléctrica (en 96MW y 100MW, respectivamente) con lo cual se esperaría garantizar el suministro hasta el 2012.

La demanda depende de la situación económica del país y del crecimiento demográfico. En los últimos tres años, el sector enfrentó limitaciones de gas natural en algunas centrales, variación de la hidrología e indisponibilidades no previstas. La demanda mostró una tendencia positiva producto del crecimiento en el consumo industrial en Santa Cruz, la expansión de la minería en Oruro y Potosí, el consumo doméstico en La Paz y los mega proyectos mineros San Cristóbal y San Bartolomé.



A diciembre 2009, la demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista creció a una tasa anual de 4,5% en potencia y 5,0% en energía. En el 2009, la demanda máxima de potencia de todo el SIN, registrada por el sistema de medición comercial fue de 939,4 MW (899 MW en el 2008). Por su parte, la energía comprada por las distribuidoras tuvo un incremento del 5,0% en el 2009 (9,6% en el 2008). En el último trimestre 2008, se mostró una desaceleración del crecimiento en la demanda de energía explicada principalmente por la crisis mundial que afectó al sector minero.

Finalmente, es importante mencionar la relación existente entre el consumo de electricidad y la variación de la actividad económica del país. En el 2008, el PBI creció en 6,15% (preliminar), mientras que el consumo de energía eléctrica lo hizo en 9,6%. Cabe mencionar que en el último trimestre del 2008, se mostró una desaceleración del crecimiento en la demanda de energía explicada principalmente por la crisis que ha afectado el sector minero. De esta manera, en el 2009, la tasa de crecimiento del consumo de energía disminuyó a 5% y la del PBI acumulado a septiembre fue de 3,24% (preliminar).



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga e Instituto Nacional de Estadística de Bolivia.
*Var % PIB es preliminar para los años 2006, 2007, 2008 y Tri III-2009

Distribución

En el sistema eléctrico boliviano, la distribución se encuentra regulada, donde cada empresa tiene en concesión un territorio delimitado para ejercer sus actividades y una tarifa a cobrar regulada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. En la actualidad existen dos empresas que superan los 1.000 GWh vendidos al año. El Grupo Iberdrola está presente en la propiedad de dos empresas (Electropaz y Elfeo). Por su parte, los Consumidores No Regulados (Empresa Minera Inti Raymi S.A, Complejo Metalúrgico Vinto S.A., Coboce Ltda. y desde diciembre 2006, Minera San Cristóbal) corresponden a aquellas empresas que tienen una demanda de potencia igual o mayor a 1 MW y que están en condiciones de contratar, en forma independiente el abastecimiento directo de electricidad con el generador o distribuidor u otro proveedor.

Empresa	Operación	Clientes		Consumo en GWh	
		2008	2009*	2008	2009*
Cre	Santa Cruz	319.616	335.928	1,749.3	1.414,5
Electropaz	La Paz	407.967	423.152	1,297.8	966,1
Elfec	Cochabamba	325.721	350.184	838.5	654,3
Elfeo	Oruro	60.811	64.148	334.7	251,7
Cessa	Sucre	56.983	62.079	173.0	139,3
Sepesa	Potosí	64.956	73.234	275.2	155,9
No Regulados				469.5	
Total		1,236.054		5,138.0	

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

* Cifras a octubre 2009

Para el caso de la distribución, las tarifas se calculan cada 4 años. La primera fijación que debió decretarse en 1998, fue definida en 1999 para el período 1999-2002 debido a un atraso en el proceso. En el 2003, se mantuvieron las tarifas del 2002. Por su parte, el Estudio Tarifario para el siguiente período, también sufrió un retraso, concluyó en enero 2004 para el período 2004-2007. El proceso tarifario 2008 - 2011, se inició en febrero de 2007 y concluyó en noviembre de 2007. En Julio de 2007, la SSDE aprobó, para las empresas distribuidoras, la tasa de retorno para el período 2008 - 2011, la misma que correspondió a un 10,1%. En noviembre de 2007, se aprobaron por Resolución Administrativa de la SSDE, los nuevos cargos base para el período 2008 - 2011. Esta aprobación simplificó la estructura tarifaria uniformizando los sistemas de facturación y eliminando categorías inconsistentes. Esta situación permite más claridad en la clasificación de clientes y evita problemas de categorización. El Decreto Supremo No. 29598 del 11 de junio 2008, dispuso modificar las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de distribución al incorporar la variación del tipo de cambio. De esta manera, las tarifas se indexan a la variación del dólar y la UFV en una proporción que varía por empresa (30/70 aproximadamente).

Otros aspectos importantes durante el período de regulación se refiere a: (i) Frente a variaciones considerables en la demanda, la compañía tiene la facultad de pedir una revisión extraordinaria en las tarifas, de modo que los valores a cobrar incluyan el nuevo escenario; (ii) El concepto de fuerza mayor se encuentra presente en el marco regulatorio, el cual permite a las distribuidoras frente a problemas de suministro ocasionados por eventos catastróficos, no pagar compensaciones por energía no entregada, lo cual protege a las distribuidoras de electricidad; y, (iii) Se determina un compromiso mínimo de inversión y existe obligatoriedad de realizar las inversiones, siempre y cuando se cumplan las proyecciones de demanda.

El cálculo de la tarifa se realiza en base al concepto de precios máximos, en el cual se proyectan costos (utilizando como base, los costos eficientes de la compañía) por los

próximos 4 años e ingresos, que incluyen estimaciones de demanda de energía, potencia y número de clientes. Con esto se calcula una tarifa que permita cubrir los costos más una rentabilidad regulada sobre el Patrimonio Afecto a la Concesión² de la compañía.

Actualmente, al no existir contratos, las compañías generadoras venden energía a precio spot a través del CNDC y los distribuidores venden a los consumidores finales a precio de nodo corregido, que incorpora las diferencias entre precio spot y precio de nodo que se haya producido en el período anterior (1 año). Estas diferencias se van registrando mensualmente en cuentas por pagar y cuentas por cobrar a los clientes finales, que se acumulan en un denominado “Fondo de Estabilización”³, el cual acumula las variaciones del precio de nodo (se calcula cada 6 meses) que eventualmente no hubieran podido ser traspasadas a los usuarios finales, así como las diferencias spot-nodo (se acumulan cada mes). Según los montos de este fondo, se traspasará al usuario final una tarifa equivalente al precio de nodo multiplicado por un “Factor de Estabilización”. Este precio resultante llamado Precio de nodo de aplicación, es también el que el distribuidor paga al generador, por lo que de existir variaciones spot/nodo (el generador debe recibir spot), el generador compensará estas diferencias con el Precio de Aplicación.

El otro componente del costo es la potencia, la cual se determina en función de una estimación que realiza el CNDC de la potencia máxima, la cual reparte entre los distribuidores, los que posteriormente traspasarán su costo al consumidor. Una vez conocida la potencia máxima real del SIN en el año eléctrico (de noviembre a octubre), se reliquida los costos de potencia con las cantidades reales. Esta proyección implica que es posible sub o sobreestimar los costos de potencia.

Sector Eléctrico Boliviano a diciembre 2009

- La demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) creció, hasta diciembre 2009 a una tasa anual de 5% en energía y 4,5% en potencia.
- La capacidad de generación en diciembre 2009 fue de 1.134,89 MW.
- La demanda máxima registrada en los últimos 12 meses fue de 939,4 MW.
- La producción bruta en centrales de generación se distribuyó en: hidroeléctrica 46,24% y termoeléctrica 53,76%.
- La disponibilidad del parque generador hidráulico fue de 97,8% y en el parque termoeléctrico de 91,8%.
- El costo marginal de generación fue de 16,29 US\$/MWh (sin IVA).
- El precio monómico a los consumidores fue de 36,68 US\$/MWh (sin IVA).

² Definido como el total de activos eléctricos en uso (netos de depreciación) más KT (1/12 de las ventas anuales), menos las donaciones y menos las deudas de largo plazo asociadas a las compras de activos eléctricos.

³ El 23 de diciembre 2003, el gobierno nacional emitió el DS 27302, que establece la vigencia de los fondos de estabilización y que ha sido reglamentado por la resolución SSDE 045-2004. Dicha resolución establece el tratamiento de los montos correspondientes a las diferencias generadas en las transacciones de electricidad en el mercado eléctrico mayorista, el tratamiento de los saldos de los fondos de financiamiento de los generadores y el tratamiento de los fondos de financiamiento de los distribuidores.

Características de los Instrumentos

Bonos ELECTROPAZ (UFV)

Los Bonos Electropaz están denominados en bolivianos con mantenimiento de valor respecto a la Unidad de Fomento de Vivienda (UFV) por un monto de Bs.190,4 millones UFV. La fecha de emisión fue el 16 de octubre de 2006.

Uso de los fondos: Los recursos obtenidos de la emisión se destinaron al refinanciamiento de pasivos financieros, al pago de los costos de la emisión de los bonos, al pago de costos por amortizaciones anticipadas de las obligaciones financieras presentes y a capital de trabajo.

Serie Única: La serie única está compuesta por 238 bonos con un valor nominal de Bs. 800 mil UFV cada uno a 8 años plazo que vencen el 4 de septiembre 2014. La amortización es parcial en tres partes: 33% del valor nominal inicial del bono en el cupón 12, 33% del valor nominal inicial del bono en el cupón 14 y el saldo del capital al vencimiento. Los intereses se devengan desde la fecha de emisión y se pagan semestralmente (cupones 1 al 16).

Tasa de Interés: La serie única devenga un interés nominal anual fijo de 6,05%, el cual es pagado semestralmente.

Resguardos: Los principales resguardos de la emisión se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Resguardos	Se observa
Límite de Endeudamiento	Sí
Cobertura de Ss de Deuda Mínima	Sí
Relación Corriente mínima	No
Resguardo ante arriendo o venta de activos esenciales	Sí
Resguardo ante fusiones	Sí
Resguardo ante nueva deuda	Sí
Participación mínima de los socios	No
Resguardo para Pago de Dividendos	Sí
Mantener activos Libres de Gravamen	No
Seguros por Activos operacionales	Sí
Entrega de Información	Sí

Límites de Resguardos

Indice	Actual (al 31 mar 2010)	Límite del Resguardo
Endeudamiento	0,70 veces	≤ 1,20 veces
Cobertura de deuda	5,62 veces	≥ 1,05 veces

Garantías: La emisión cuenta con una garantía quirografaria.

Rescate Anticipado: La Sociedad se reserva el derecho de redimir anticipadamente los bonos, parcialmente, por sorteo de acuerdo a lo establecido en los artículos 662 al 667, en lo aplicable del Código de Comercio, sujeto a una compensación monetaria por el monto a capital redimido anticipadamente, calculada sobre una base porcentual respecto al saldo a capital vigente redimido anticipadamente, en función a los días de vida de la Emisión.

Plazo de vida remanente de la emisión	Compensación por el saldo a capital vigente redimido anticipadamente
2.880-2.521	2.00%
2.520-2.161	1.75%
2.160-1.801	1.50%
1.800-1.441	1.25%
1.440-1.081	1.00%
1.080-721	0.75%
720-361	0.00%
360-1	0.00%

Bonos ELECTROPAZ II

Los Bonos Electropaz están denominados en bolivianos con mantenimiento de valor respecto Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (MVDOL) por un monto de Bs.70.700.000.

Uso de los fondos: Los recursos obtenidos de la emisión se destinaron al recambio de pasivos financieros bancarios y capital de operaciones.

Serie Única: La serie única está compuesta por 7.070 bonos con un valor nominal por bono de Bs. 10 mil con Mantenimiento de Valor respecto al Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (MVDOL) a 6 años plazo que vencen el 29 de abril 2016. Los intereses se devengan desde la fecha de emisión y se pagan semestralmente.

Tasa de Interés: La serie única devenga un interés nominal anual fijo de 4,0%.

Resguardos: Los principales resguardos de la emisión se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Resguardos	Se observa
Límite de Endeudamiento	Sí
Cobertura de Ss de Deuda Mínima	Sí
Relación Corriente mínima	No
Resguardo ante arriendo o venta de activos esenciales	Sí
Resguardo ante fusiones	Sí
Resguardo ante nueva deuda	Sí
Participación mínima de los socios	No
Resguardo para Pago de Dividendos	Sí
Mantener activos Libres de Gravamen	No
Seguros por Activos operacionales	Sí
Entrega de Información	Sí

Límites de Resguardos

Índice	Actual (al 31 mar 2010)	Límite del Resguardo
Endeudamiento	0,70 veces	≤ 1,20 veces
Cobertura de deuda	5,62 veces	≥ 1,05 veces

Garantías: La emisión cuenta con una garantía quirografaria.

Rescate Anticipado: La Sociedad se reserva el derecho de redimir anticipada y parcialmente los bonos, de acuerdo con lo establecido en los artículos 662 al 667 del

Código de Comercio. La decisión será determinada conforme a la delegación dispuesta por el numeral 1 del Punto Único del Orden del Día del Acta de la Junta de fecha 8 de enero de 2010. La decisión de rescate anticipado de los bonos mediante sorteo será comunicada como Hecho Relevante a la ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos.

Se establece que si la sociedad decide realizar una redención anticipada, mediante sorteo de bonos dentro de la emisión, ésta estará sujeta a una compensación monetaria, calculada sobre una base porcentual respecto al saldo a capital del bono sorteado. El cálculo se realizará en función a los días de vida remanente de la emisión, según la siguiente escala:

Plazo de vida remanente (en días)	Premio por prepago (en %)
2.160-1.801	1.25%
1.800-1.441	1.00%
1.440-1.081	0,75%
1.080-721	0.50%
720-361	0.00%
360-0	0.00%

El emisor se reserva el derecho a realizar redenciones anticipadas de bonos a través de compras en el mercado secundario, siempre que éstas se realicen en la BBV. La decisión de la redención anticipada de los bonos será determinada conforme a la delegación dispuesta en el punto 1 del Punto Único del Orden del Día del Acta de la Junta.

Cualquier redención anticipada de los bonos pertenecientes a la emisión a través de este mecanismo deberá ser comunicada como hecho relevante a la ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos.

Resumen Financiero - Electropaz S.A.

(Cifra en miles de Bolivianos ajustados por la UFV a partir del 2007)

Tipo de Cambio Bs/USD a final del Periodo	7.07	7.07	7.07	7.07	7.67	8.03	8.08
	Mar-10	Mar-09	Dic-09	Dic-08	Dic-07	Dic-06	Dic-05
Rentabilidad							
EBITDA	33,228	31,767	149,582	149,726	143,648	129,410	98,167
Margen EBITDA (%)	21.7%	21.8%	24.5%	24.0%	20.5%	20.2%	18.6%
(FFO - Gastos Fijos) / Capitalización Ajustada (%)	58.0%	55.3%	20.9%	24.7%	25.8%	30.7%	15.2%
FCF / Ingresos Operacionales (%)	23.7%	29.8%	3.6%	2.0%	-4.0%	2.1%	-2.5%
Retorno sobre Patrimonio Promedio (%)	12.0%	13.9%	14.5%	15.5%	15.9%	7.5%	9.1%
Cobertura (x)							
FFO / Gastos Financieros	21.7	8.6	5.1	3.5	4.9	4.3	3.7
EBITDA / Gastos Financieros	6.4	2.6	4.4	2.5	3.1	2.2	3.5
EBITDA/ Servicio de Deuda	3.3	1.5	2.6	1.7	1.4	1.4	1.3
FFO / Gastos Fijos	21.7	8.6	5.1	3.5	4.9	4.3	3.7
FCF / Servicio de Deuda	4.1	2.7	1.0	0.8	0.2	0.8	0.2
FCF + Caja y Valores Líquidos / Servicio de Deuda	5.7	3.4	1.5	0.9	0.3	1.3	0.5
CFO / Inversiones en Activos Fijos	14.3	17.0	2.2	2.2	1.7	1.2	0.8
Estructura de Capital y Endeudamiento							
Deuda Financiera Total Ajustada / FFO+Gto Fin. +Ar	0.7	0.8	1.8	1.6	1.5	1.3	2.8
Deuda Financiera Total / EBITDA	2.4	2.5	2.1	2.2	2.4	2.5	2.9
Deuda Financiera Neta Total / EBITDA	1.9	2.1	1.9	2.1	2.3	2.1	2.6
Costo de Financiamiento Estimado (%)	6.5%	14.9%	10.6%	17.5%	14.0%	19.1%	9.6%
Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera To	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2
Balance							
Activos Totales	1,064,116	1,063,644	1,041,244	1,058,122	1,069,051	955,765	796,776
Caja y Valores Líquidos	63,666	57,693	27,959	11,670	15,426	48,870	24,248
Deuda Financiera Corto Plazo	19,857	33,494	23,920	29,881	54,240	32,726	50,434
Deuda Financiera Largo Plazo	292,885	286,939	292,885	292,885	292,885	288,085	233,886
Deuda Financiera Total	312,742	320,432	316,804	322,766	347,125	320,810	284,320
Híbridos (Equity Credit)							
Deuda Financiera Total (con Equity Credit)	312,742	320,432	316,804	322,766	347,125	320,810	284,320
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0	0	0
Deuda Financiera Total Ajustada	312,742	320,432	316,804	322,766	347,125	320,810	284,320
Patrimonio Total	457,542	447,492	513,764	517,460	546,111	479,589	397,558
Capitalización Ajustada	770,284	767,925	830,569	840,225	893,235	800,399	681,878
Flujo de Caja							
Flujo Generado por las Operaciones (FFO)	106,544	93,740	139,721	148,672	183,846	187,994	75,488
Variación del Capital de Trabajo	12,551	38,112	21,227	(12,775)	(72,366)	(114,708)	(34,487)
Flujo de Caja Operativo (CFO)	119,094	131,851	160,948	135,897	111,480	73,286	41,001
Flujo de Caja No Operativo / Flujo de Caja No Recurr	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Activos Fijos	(8,341)	(7,754)	(72,086)	(61,967)	(66,653)	(59,748)	(54,148)
Dividendos Comunes	(74,579)	(80,619)	(66,927)	(61,676)	(72,756)	0	0
Flujo de Caja Libre (FCF)	36,174	43,478	21,935	12,253	(27,930)	13,538	(13,147)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Netas	0	0	0	0	0	0	0
Otras Inversiones, Neto	168	256	0	0	0	0	0
Variación Neta de Deuda	(4,063)	4,219	(5,132)	(15,976)	(11,577)	2,109	(12,812)
Variación Neta de Capital	0	0	0	0	0	0	0
Otros Financiamientos, Netos	3,428	(1,693)	0	0	0	0	0
Variación de Caja Total	35,707	46,260	16,802	(3,723)	(39,506)	15,647	(25,959)
Resultados							
Ingresos Operacionales	152,874	145,683	611,327	624,354	700,321	639,356	527,068
Variación de Ventas (%)	4.9%		-2.1%	-10.8%	9.5%	21.3%	8.2%
EBIT Operacional	19,566	18,772	95,208	99,376	96,263	83,240	57,343
Gastos Financieros	(5,159)	(12,405)	(33,745)	(58,725)	(46,905)	(57,658)	(27,898)
Resultado Neto	14,629	17,228	74,579	82,290	81,475	32,983	34,664
Vencimientos de Deuda Largo Plazo							
Año			2010	2011	2012	2013	2014
Vencimientos bonos			0	0	14,786	15,378	16,477

EBITDA = EBIT + Depreciación y Amortización. EBIT = Resultado Operacional. FFO = Utilidad Neta + Depreciación y Amortización + Resultado Venta de Activos + Castigos y Provisiones + Resultado Inversión en Empresas Relacionadas + Otros Ajustes al Resultado Neto + Variación Otros Activos + Variación Otros Pasivos – Dividendos Pref. CFO = FFO + Variación Capital de Trabajo. FCF = CFO + Flujo de Caja No Operativo & Flujo de Caja No Recurrente + Inversión en Activos Fijos + Dividendos Comunes. Gastos Fijos = Gastos Financieros + Dividendos Preferentes + Arriendos

ALL FITCH CREDIT RATINGS ARE SUBJECT TO CERTAIN LIMITATIONS AND DISCLAIMERS. PLEASE READ THESE LIMITATIONS AND DISCLAIMERS BY FOLLOWING THIS LINK: [HTTP://WWW.FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS](http://www.fitchratings.com/understandingcreditratings). IN ADDITION, RATING DEFINITIONS AND THE TERMS OF USE OF SUCH RATINGS ARE AVAILABLE ON THE AGENCY'S PUBLIC WEB SITE AT WWW.FITCHRATINGS.COM. PUBLISHED RATINGS, CRITERIA, AND METHODOLOGIES ARE AVAILABLE FROM THIS SITE AT ALL TIMES. FITCH'S CODE OF CONDUCT, CONFIDENTIALITY, CONFLICTS OF INTEREST, AFFILIATE FIREWALL, COMPLIANCE, AND OTHER RELEVANT POLICIES AND PROCEDURES ARE ALSO AVAILABLE FROM THE CODE OF CONDUCT SECTION OF THIS SITE.

Copyright © 2010 by Fitch, Inc., Fitch Ratings Ltd. and its subsidiaries. One State Street Plaza, NY, NY 10004. Telephone: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. Reproduction or retransmission in whole or in part is prohibited except by permission. All rights reserved. All of the information contained herein is based on information obtained from issuers, other obligors, underwriters, and other sources which Fitch believes to be reliable. Fitch does not audit or verify the truth or accuracy of any such information. As a result, the information in this report is provided "as is" without any representation or warranty of any kind. A Fitch rating is an opinion as to the creditworthiness of a security. The rating does not address the risk of loss due to risks other than credit risk, unless such risk is specifically mentioned. Fitch is not engaged in the offer or sale of any security. A report providing a Fitch rating is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. Ratings may be changed, suspended, or withdrawn at anytime for any reason in the sole discretion of Fitch. Fitch does not provide investment advice of any sort. Ratings are not a recommendation to buy, sell, or hold any security. Ratings do not comment on the adequacy of market price, the suitability of any security for a particular investor, or the tax-exempt nature or taxability of payments made in respect to any security. Fitch receives fees from issuers, insurers, guarantors, other obligors, and underwriters for rating securities. Such fees generally vary from USD1,000 to USD750,000 (or the applicable currency equivalent) per issue. In certain cases, Fitch will rate all or a number of issues issued by a particular issuer, or insured or guaranteed by a particular insurer or guarantor, for a single annual fee. Such fees are expected to vary from USD10,000 to USD1,500,000 (or the applicable currency equivalent). The assignment, publication, or dissemination of a rating by Fitch shall not constitute a consent by Fitch to use its name as an expert in connection with any registration statement filed under the United States securities laws, the Financial Services and Markets Act of 2000 of Great Britain, or the securities laws of any particular jurisdiction. Due to the relative efficiency of electronic publishing and distribution, Fitch research may be available to electronic subscribers up to three days earlier than to print subscribers.