



# Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

## Informe anual

Analista

Carlos Ebersperger H.

Tel. (56-2) 433 5200

[carlos.ebersperger@humphreys.cl](mailto:carlos.ebersperger@humphreys.cl)

## Transelec S.A

Enero 2012

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16°  
Las Condes, Santiago – Chile  
Fono 433 52 00 – Fax 433 52 01  
[ratings@humphreys.cl](mailto:ratings@humphreys.cl)  
[www.humphreys.cl](http://www.humphreys.cl)

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Bonos	<b>A+</b>
Tendencia	<b>Estable</b>
EEFF base	Septiembre 2011

### Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda

Línea a 10 años Serie C	Nº 480 de 09.11.2006 Primera Emisión
Línea a 25 años Serie D	Nº 481 de 09.11.2006 Primera Emisión
Línea a 10 años Serie E	Nº 598 de 31.07.2009 Primera Emisión
Serie F	Primera Emisión
Serie J	Segunda Emisión
Serie I	Segunda Emisión
Serie L	Tercera Emisión
Línea a 30 años Serie G	Nº 599 de 31.07.2009 Primera Emisión
Serie H	Primera Emisión
Serie K	Segunda Emisión
Serie M	Tercera Emisión
Serie N	Tercera Emisión

### Estado de Resultados Consolidado, IFRS

M\$	2009	2010	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011
Ingresos de Actividades Ordinarias	186.034.914	177.252.534	132.985.437	131.610.536	139.014.693
Costo de Ventas	-72.511.232	-68.582.055	-49.353.823	-50.502.465	-53.003.982
Gasto Administración y Venta	-6.415.473	-8.217.673	-5.266.876	-6.379.354	-5.930.118
Resultado Operacional	107.108.209	100.452.806	78.364.738	74.728.717	80.080.593
Gastos Financieros	-59.577.282	-29.151.236	-50.449.576	-19.516.312	-22.283.802
Utilidad Neta	54.708.063	55.825.052	40.962.943	42.559.489	35.609.517
EBITDA	151.951.443	144.927.102	110.388.479	108.294.104	110.872.656

Estado de Situación Financiera Consolidado, IFRS			
M\$	31-12-2009	31-12-2010	30-09-2011
Activos Corrientes	180.370.023	79.312.345	131.360.160
Activos No Corrientes	1.632.025.599	1.676.932.713	1.774.119.057
<b>Total Activos</b>	<b>1.812.395.622</b>	<b>1.756.245.058</b>	<b>1.905.479.217</b>
Pasivos Corrientes	43.915.476	183.110.862	82.491.055
Pasivos No Corrientes	850.545.775	653.617.590	901.226.621
Total Pasivos	894.461.251	836.728.452	983.717.676
Patrimonio	917.934.371	919.516.606	921.761.541
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>1.812.395.622</b>	<b>1.756.245.058</b>	<b>1.905.479.217</b>
Deuda Financiera Total	852.269.753	786.795.438	872.852.354

## Opinión

### Fundamento de la Clasificación

Transelec S.A. es una empresa de transmisión eléctrica que opera tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile. Cuenta con cerca de 8.300 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de entre 66 kV y 500 kV, mientras que sus instalaciones de transformación poseen una capacidad total de 9.987 MVA.

En 2010 la empresa generó ingresos en torno a US\$ 378,7<sup>1</sup> millones y un EBITDA de US\$ 309,7 millones, de los cuales aproximadamente el 92% provienen del negocio de transmisión en el SIC, donde controlaba, a esa fecha, el 98% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal. En el SING, en tanto, y a esa misma fecha, era propietaria del 100% de este tipo de líneas. Por su parte, en los nueve primeros meses de 2011, sus ingresos alcanzaron a US\$ 266,4 millones<sup>2</sup>, con un EBITDA de US\$ 212,5 millones, mientras que su deuda financiera al 30 de septiembre de 2011 ascendía al equivalente de US\$ 1.562,3 millones, compuesta en un 98,5% por bonos emitidos en Chile.

La clasificación de riesgo de los títulos de deuda emitidos por **Transelec** en "*Categoría A+*" se fundamenta principalmente en las características del negocio, con grandes economías de escala (monopolio natural) y un ambiente adecuadamente regulado, lo que genera características dentro de las cuales se distinguen elevados flujos de caja como porcentaje del ingreso y, paralelamente, una adecuada estabilidad de sus ingresos y de sus costos operacionales. En efecto, considerando que la transmisión eléctrica es intensiva en inversión, pero con una estructura de bajos costos operativos, los flujos netos generados por la operación representan un porcentaje importante de los ingresos del emisor (la razón EBITDA/ingresos se ha ubicado en el rango 80%-85% en los últimos años). Por otra parte, la importancia de la industria

<sup>1</sup> Tipo De cambio usado: \$ 468,01/US\$.

<sup>2</sup> Tipo De cambio usado: \$ 521,76/US\$.

energética para el desarrollo del país, así como la existencia de un marco regulatorio regido por criterios técnicos, favorecen la estabilidad de sus flujos de ingresos y del nivel de precios.

En forma complementaria se considera como positivo el liderazgo de la compañía en el negocio de la transmisión eléctrica, lo que conlleva un amplio *know-how* tanto en la construcción de nuevas instalaciones, como en la operación de las mismas. Asimismo, a juicio de **Humphreys** la compañía dispone del conocimiento técnico necesario para evaluar de manera adecuada los negocios no regulados ligados a contratos directos con grandes clientes

Tampoco es ajeno al proceso de clasificación que el plan de inversión de la compañía está distribuido en múltiples proyectos distintos (por lo tanto existe diversificación), enmarcados en el giro habitual de la sociedad.

Desde otra perspectiva, la categoría de riesgo asignada se encuentra supeditada al nivel de endeudamiento del emisor respecto a su generación anual de flujos, la baja diversidad de clientes y la exposición a cambios normativos, tanto en el ámbito eléctrico como de exigencias ambientales, que podrían eventualmente presionar los ingresos de la compañía, incrementar sus costos o, incluso, cambiar el modelo de negocio del sector (esto último, en opinión de **Humphreys**, con muy baja probabilidad de ocurrencia considerando las características técnicas con que se norma el sector eléctrico en Chile).

La perspectiva de la clasificación se califica "*Estable*" porque en el corto plazo, en nuestra opinión, no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía ni en su nivel de endeudamiento relativo.

A futuro la clasificación de riesgo podría verse favorecida si la sociedad mejora la relación entre deuda financiera y capacidad anual de generación de flujos, dentro de un contexto que implique planes de inversión que no comprometan significativamente sus flujos futuros.

Asimismo, para mantener la clasificación es necesario que el emisor no incremente de manera importante su endeudamiento relativo, no existan cambios regulatorios que deterioren los riesgos del negocio y/o se mantenga o mejore la calidad crediticia de sus clientes.

## Definición de Categorías de Riesgo

### Categoría A

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una buena capacidad del pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es susceptible de deteriorarse levemente ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

"+" Corresponde a los títulos de deuda con menor riesgo relativo dentro de su categoría.

## Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

## Hechos Recientes

### Resultados enero-septiembre de 2011

Entre enero y septiembre de 2011 los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 139.015 millones, lo que implicó un aumento de 5,6% en comparación a igual lapso de 2010. Las ventas de peajes crecieron 3,4% hasta \$ 131.134 millones, mientras que los trabajos y servicios lo hicieron en 65,2%, totalizando \$ 7.882 millones.

El costo de explotación creció 5% hasta \$ 53.004 millones, con lo que el margen de explotación llegó a \$ 86.011 millones, aumentando así 6%. Mientras, los gastos de administración y ventas cayeron 7% a \$ 5.930 millones, lo que sumado al aumento del margen de explotación significó un incremento de 7,2% en el resultado operacional (hasta \$ 80.081 millones). El EBITDA, por su parte, aumentó en 2,4% a \$ 110.873 millones. La menor tasa de expansión de este indicador en relación a la del margen de explotación y resultado operacional se debió a los menores cargos por depreciación en 2011 en relación a 2010 (\$ 30.792 millones contra \$ 33.565 millones), lo que se origina en que en 2010 se efectuaron cargos extraordinarios a la depreciación debido a daños recibidos por instalaciones de la compañía a consecuencia del terremoto de febrero de ese año, parte de los cuales resultaron no ser tan graves y por tanto fueron reversados en 2011.

Finalmente, y pese a la mejora operacional, la utilidad neta del período fue de \$ 35.610 millones, experimentando con ello una caída de 16,3% respecto de enero-septiembre 2011, netamente por aspectos no operacionales. En particular, existió un aumento en el resultado por unidades de reajuste (básicamente, del valor de los bonos emitidos en UF) a consecuencia del mayor aumento del Índice de Precios al Consumidor (2,6% contra 2%), recordando además que la empresa sustituyó los *yankee bonds* (emitidos en dólares) por bonos en UF.

### Eventos recientes

El 19 de mayo de 2011 el Directorio acordó el reparto de un dividendo provisorio por un total de \$12.550 millones.

El 25 de mayo, en junta extraordinaria de accionistas, se acordó aumentar el capital de la sociedad en \$ 19.731,7 millones, monto que hasta esa fecha se encontraba contabilizado en "otras Reservas" en el Patrimonio.

El 23 de septiembre la empresa informó de la colocación del remanente de UF 1,9 millones de la serie M de bonos, a una tasa de carátula de 4,05%, con el objeto de financiar inversiones.

El 16 de noviembre la empresa informó de la renuncia del Presidente del Directorio, don Jeffrey Blidner, quien pasó a ser director suplente, mientras que don Richard Legault (anteriormente director suplente) tomó el cargo de presidente del Directorio.

El 17 de noviembre el Directorio de **Transelec** aprobó un dividendo provisorio por \$ 13.500 millones. Ese mismo día el Ministerio de Energía publicó, a través del Decreto N°61, las tarifas correspondientes al sistema de transmisión troncal del país, que estableció los tramos de transmisión que corresponden a sistemas troncales (lo que implicó pasar algunas instalaciones desde subtransmisión a troncal y viceversa) y la fijación de las respectivas tarifas y sus indexadores, restando aun la publicación de los cálculos finales por parte de los CDEC, a partir del mencionado Decreto.

Estimamos que en 2011 **Transelec** llevará a cabo desembolsos por inversiones por un valor aproximado de US\$ 190 millones (US\$ 218,2 millones en 2010), destacando dentro de las más relevantes la nueva línea de doble circuito Nogales-Polpaico 220 kV, y la instalación de un segundo transformador en la subestación Polpaico. A futuro, la empresa mantiene un plan de inversiones que considera proyectos que se encuentran en desarrollo y nuevas obras de transmisión, concentradas principalmente en el área de transmisión troncal, como ha sido la historia de la compañía.

## Oportunidades y Fortalezas

**Fortaleza de la demanda:** La operación del negocio responde a una demanda por capacidad de transmisión y transformación de electricidad con constante crecimiento, que ha ido a la par de la expansión del PIB (3,7% real en 2001-2010) y que presenta baja sensibilidad a períodos de crisis económicas (en el mismo lapso, la generación bruta no cayó en ningún año, a pesar que el PIB chileno sí lo hizo). Hay que destacar que los ingresos de **Transelec** no dependen en forma material de la demanda eléctrica, ya que básicamente las tarifas remuneran el derecho a uso de sus instalaciones de transmisión troncal, ingresos que aumentan en la medida que sea necesario construir nuevas instalaciones de transporte de electricidad. No es el caso de las instalaciones de subtransmisión, cuya remuneración depende del volumen de electricidad transmitido.

**Importancia del sector eléctrico:** El crecimiento económico y funcionamiento normal del país requiere de un suministro eléctrico seguro y estable en el largo plazo. Por ello, independientemente de la situación financiera de las empresas generadoras en un momento particular, se puede presumir que las autoridades económicas contarán con el apoyo político para tomar medidas que aseguren el normal abastecimiento de la energía. Desde esta perspectiva, el desenvolvimiento del negocio de transmisión presenta un bajo riesgo en términos de su viabilidad de mediano y largo plazo. Más aun, considerando la importante participación de **Transelec** en las líneas de transmisión de alta y muy alta tensión (154, 220 y 500 kV) resultan esenciales las operaciones del emisor para el normal funcionamiento de los mayores sistemas eléctricos del país (SING y SIC).

**Elevada capacidad de generación de flujos:** El negocio de transmisión es intensivo en inversión fija, pero de bajo costo operativo, lo que implica elevados márgenes operacionales. Producto de esta situación, una alta proporción de los ingresos se traduce efectivamente en disponibilidad de caja para el emisor. En los últimos cinco años, el EBITDA de la empresa ha representado un promedio de 84,5% de los ingresos.

**Experiencia del controlador:** Brookfield Asset Management (BAM), controlador final de **Transelec**, posee amplia experiencia en el negocio eléctrico de Estados Unidos, Canadá y Brasil, incluyendo el negocio de transmisión en estos países.

## Factores de Riesgo

**Concentración de clientes:** un 50,6%<sup>3</sup> de los ingresos de **Transelec** en los nueve primeros meses de 2011 provino del grupo Endesa. Sin perjuicio de esta exposición a un grupo reducido de clientes, el riesgo se ve fuertemente atenuado por el hecho que los principales clientes presentan un nivel de solvencia adecuado.

**Riesgo financiero:** Considerando datos a septiembre de 2011, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 5,9 veces aproximadamente<sup>4</sup>, y una relación EBITDA sobre gastos financieros de aproximadamente 4,6 veces. Con todo, se debe tener en consideración la estabilidad de los flujos del emisor, dada su importante presencia en la transmisión troncal del SIC y el SING y la viabilidad de largo plazo del sector, situación que permite un mayor nivel de endeudamiento debido a la alta factibilidad de estructurar deudas de largo plazo o de refinanciar los pasivos.

**Leyes y normativas reguladoras:** Considerando las regulaciones específicas que afectan al sector eléctrico, el emisor no está inmune a los posibles cambios que pudiese experimentar la legislación sectorial, incluyendo reformas a la normativa sobre tarificación de transmisión eléctrica, o en las tarifas fijadas bajo la ley actualmente vigente. Asimismo, la ejecución de los nuevos proyectos debe someterse a normas medio-ambientales que podrían incrementar sus niveles de exigencia a través del tiempo. No obstante, se considera como atenuante que las legislaciones sectoriales del país han tendido a ser analizadas y modificadas bajo criterios técnicos.

<sup>3</sup> Si bien dicho porcentaje ha disminuido (de los ingresos de **Transelec**, Endesa representó 63% en 2010 y 71% en 2009), lo anterior probablemente tiene que ver con que 2010 y 2011 han sido años secos, en que la generación hidroeléctrica (principal medio de generación de Endesa) se ha visto mermada, además que en 2011 no se alcanza a incluir la época en que se produce generación a partir de deshielos y además está el efecto del decreto de racionamiento que obliga a las centrales de embalse a guardar agua.

<sup>4</sup> Para los datos de flujos se consideró el año móvil terminado en septiembre de 2011.

## Antecedentes Generales de Transelec

### Historia

El desarrollo del actual sistema de transmisión de **Transelec** se inicia en 1943 con la creación de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. como filial de la Corporación de Fomento a la Producción, Corfo.

Estas entidades estatales llevaron a cabo el Plan de Electrificación en todo el territorio nacional, construyendo centrales generadoras y líneas de transmisión inicialmente en regiones. Con el tiempo, estas líneas se unieron hasta conformar el actual Sistema Interconectado Central de Chile, como asimismo otros sistemas aislados.

Con la privatización y reestructuración del sector eléctrico chileno en la década de los ochenta, la diferente naturaleza de los negocios de generación, transmisión y distribución se hizo evidente. En 1993, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. creó como filial la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., dedicada exclusivamente al transporte de energía eléctrica.

En 2000 se formó HQI Transelec Chile S.A., filial del grupo Hydro-Québec, con el propósito de comprar el capital accionario de Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. Una vez adquirido el 100% de las acciones, HQI Transelec Chile S.A. absorbió a Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. y para todos los efectos legales y contractuales se transformó en su continuadora y/o sucesora legal.

En abril de 2003, la Corporación Financiera Internacional -conocida por sus siglas en inglés como IFC-, filial del Banco Mundial, ingresó a la propiedad de **Transelec** detentando un 11% del capital, el cual descendió a 8% en mayo de 2006.

Asimismo, en mayo de 2003, HQI Transelec Chile S.A. formó su filial HQI Transelec Norte S.A. -conocida como Transelec Norte- con el objeto de adquirir instalaciones de transmisión de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.

Finalmente, el 30 de junio de 2006 el consorcio liderado por Brookfield Asset Management e integrado además por Canada Pension Plan Investment Board, Bristish Columbia Investment Management Corporation y Public Sector Pension Investment Board adquirió el 100% de la propiedad de **Transelec**.

### Líneas de negocio

De acuerdo con los estatutos de la sociedad, el objeto de la empresa es:

- Explotar y desarrollar sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados al transporte o transmisión de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos respectivos y ejercer todos los derechos y facultades que la legislación vigente confiera a las empresas eléctricas. Se comprende en el objeto social la comercialización de la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados a éstas con el objeto



que las centrales generadoras, tanto nacionales como extranjeras, puedan transmitir la energía eléctrica que producen y llegar hasta sus centros de consumo.

- Además, **Transelec** presta servicios de consultoría en las especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo y desarrolla otras actividades comerciales e industriales que se relacionen con el aprovechamiento de la infraestructura destinada a la transmisión eléctrica.

Con todo, en la práctica **Transelec** se ha desarrollado como una empresa de transmisión eléctrica, siendo este negocio el que determina la generación de flujos y los riesgos del emisor.

## Propiedad

La propiedad de **Transelec** se distribuye de la siguiente manera:

Nombre de Accionistas	Nº de acciones pagadas	Participación
Transelec Holdings Rentas Limitada	999.900	99,99%
Rentas Eléctricas I Limitada	100	0,01%
<b>Total</b>	<b>1.000.000</b>	<b>100%</b>

Estas sociedades son vehículos de inversión controladas por ETC Holdings Ltd. A su vez, la propiedad de ETC Holdings Ltd., está conformada por las siguientes cuatro empresas:

Nombre De Accionistas	Participación
Brookfield Asset Management (BAM)	27,7%
Canadian Pension Plan Investment Board (CPP IB)	27,7%
British Columbia Investment Management Corp (BcIMC)	26,1%
Public Sector Pension (PSP)	18,5%
<b>Total</b>	<b>100%</b>
Nombre De Accionistas	Participación

BAM es un consorcio cuyo objeto es la administración de activos a nivel global, con inversiones importantes en los sectores de energía e infraestructura, junto con el área inmobiliaria y también servicios financieros. En el negocio particular de la transmisión eléctrica, la compañía posee participación en empresas con operaciones en Canadá y Chile, totalizando más de 11 mil km de líneas de transmisión. BAM está clasificado actualmente en categoría Baa2, escala global.

CPP maneja activos en representación del plan de pensiones canadiense establecido para más de 17 millones de canadienses (manejado independientemente del Canadian Pension Plan), con activos administrados por CaD\$ 152.000 millones.

BclMC es una compañía dedicada a la administración de inversiones. Administra activos invertidos en representación de los planes de pensiones del gobierno provincial y del sector público de la provincia de British Columbia, la tercera mayor de Canadá, por un total de CAD\$ 87.000 millones.

(PSP) Fondos de Pensiones del Servicio Público Federal, administra los fondos aportados por el Gobierno de Canadá para los planes de pensión del Servicio Público, las fuerzas Armadas de Canadá y de la Royal Canadian Mounted Police, con alrededor de 58 mil millones de CaD\$ en activos.

## Antecedentes del Mercado Eléctrico

### El sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en tres sub-sectores: generación, transmisión y distribución.

#### - Generación

Se organiza en torno a cuatro sub-sistemas:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Abarca las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Consta de siete empresas. La generación es en casi 100% de origen termoeléctrico y el sistema alcanza 4.344 MW de potencia instalada.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Abarca desde Taltal (Región de Atacama), hasta la Región de los Lagos. En él operan sobre las veinte empresas generadoras. Este sistema alcanza 12.488 MW de potencia instalada, con 46% hidroeléctrica y 54% termoeléctrica, aunque la composición de la generación varía en función de la disponibilidad de agua, que depende de la pluviometría.
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica, existiendo 50 MW de potencia instalada.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDELMAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es 100% termoeléctrica, alcanzando 89 MW instalados.

#### - Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos 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 23.000 Volts (V). Por Ley, las instalaciones de tensiones menores se consideran como distribución.

Dadas las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 (“Ley Corta I”) a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es un servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene la obligación de prestar servicio en el sistema troncal, siendo responsabilidad de éste el invertir en las obras que sean clasificadas como “Ampliaciones” de las instalaciones troncales.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema interconectado eléctrico por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo. Estos organismos están constituidos como Sociedades de Responsabilidad Limitada, cuyos socios corresponden a las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, y ahora también con participación de los clientes libres.

#### **- Distribución**

Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras mediante licitaciones públicas, con el fin de venderla a los consumidores ubicados en su respectiva área de concesión. En estas licitaciones se establece el denominado “precio nudo de largo plazo”. Los precios regulados a clientes finales corresponden a la suma del precio de la energía más el valor agregado de distribución (VAD).

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

## **Sistemas de Transmisión**

#### **-Troncal**

Es el sistema de transmisión de electricidad que actúa de columna vertebral en un sistema eléctrico (SIC y SING en el caso de **Transelec**), y está constituido por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones económicamente necesarias y eficientes para posibilitar el abastecimiento del sistema eléctrico respectivo. Las obras de ampliación, establecidas por decretos del Ministerio de Energía, luego de estudios realizados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), deben ser ejecutadas obligatoriamente. Los ingresos de **Transelec** en este segmento del negocio están constituidos por el “valor anual de la transmisión por tramo” (VATT), compuesto por la anualidad del “valor de inversión” (AVI, equivalente aproximadamente a un 10% anual del VI) más el “costo anual de operación, mantenimiento y administración” del respectivo tramo (COMA), ambos valores determinados por la autoridad, pero basados en los resultados de los Estudios de Transmisión Troncal que, según la Ley Eléctrica, se debe desarrollar cada cuatro años por un

consultor independiente. La CNE debe presentar un Informe Técnico de transmisión troncal basado en el estudio del consultor, pudiendo posteriormente las empresas eléctricas presentar discrepancias ante el Panel de Expertos del sector, quien finalmente define una u otra postura para cada parámetro, dictando finalmente el Ministerio de Energía el Decreto de tarificación troncal, que además incluye las fórmulas de indexación de las tarifas.

#### **-Subtransmisión**

Se entiende por sistema de subtransmisión a aquellas instalaciones que están interconectadas al sistema eléctrico y dispuesto para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras, estableciéndose como subtransmisión siempre y cuando la línea no sea utilizada por un grupo reducido de generadores. Su remuneración es fijada por la autoridad cada cuatro años, utilizándose también el AVI+COMA, considerando además las pérdidas medias en subtransmisión. El valor anual de inversión debe contemplar un sistema de subtransmisión “económicamente adaptado” (es decir, de mínimo costo) a la demanda proyectada de cuatro a diez años. Los propietario de instalaciones de subtransmisión de un mismo sistema (la autoridad ha definido 7 sistemas de subtransmisión) contratan un estudio para esas instalaciones, en los que se basa la CNE para posteriormente elaborar la propuesta de tarificación, la que puede ser recurrida por las empresas ante el Panel de Expertos, finalmente dictándose el Decreto Tarifario.

#### **-Sistemas Adicionales**

Los sistemas de transmisión adicionales están constituidos por las instalaciones de transmisión destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios (“clientes libres”), y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Los servicios de transmisión brindados por los sistemas adicionales son remunerados de acuerdo con lo estipulado en los respectivos contratos de uso de las instalaciones, mediante el cobro, por parte de **Transelec**, de un peaje de transmisión por el periodo de vigencia del acuerdo.

## **Marco Regulatorio**

La empresa se desenvuelve en un mercado altamente regulado. La clara diferenciación entre generadoras, transmisoras y distribuidoras ha hecho necesario la intervención de la autoridad a través de distintas leyes. Las regulaciones principales que rigen el mercado son:

- **Ley General de Servicios Eléctricos**, de 1982. También conocido como DFL1: regula al sector, habiendo sido objeto de actualizaciones a través de las llamadas “leyes cortas”.
- **Ley Corta I**: introdujo cambios entre los que destacan la definición de distintas categorías de líneas de transmisión, una nueva forma de determinar y asignar los peajes de transmisión, la incorporación del mercado de servicios complementarios para conferir mayor seguridad a los servicios eléctricos, y la

creación del Panel de Expertos. La Ley Corta I establece un sistema de determinación de peajes de transmisión para los distintos sistemas, lo cual reduce la incertidumbre como consecuencia de un marco regulatorio más definido.

- **Ley Corta II:** debido a que la ley anterior no logró generar una política de inversiones adecuada en el sector de generación, se promulgó la ley corta II, la cual además pretende enfrentar los efectos de la escasez de gas natural en el sistema. Básicamente se introdujeron dos modificaciones:

- **Flexibilización de la banda de precios de nudo:** La banda relaciona los precios nudos teóricos, fijados cada seis meses, con los precios libremente pactados entre los agentes del mercado. Esta banda obligaba que los precios nudos no difirieran en  $\pm 5\%$  de los precios libres. Sin embargo, como estos últimos no reflejaban los verdaderos costos del sistema, por haber sido convenidos en su mayoría con anterioridad a que se manifestara los problemas de abastecimiento de gas natural, mantenían un precio nudo deprimido pese al incremento en los costos de generación. Dado ello, se amplió la banda de precio a  $\pm 30\%$  de manera de aumentar los precios regulados y reflejar los verdaderos costos del sistema.
- **Contratos de largo plazo a precios fijos:** Ahora las empresas distribuidoras (clientes regulados) deberán licitar el suministro necesario para abastecer a sus clientes, de modo que la suma de los contratos resultantes puedan satisfacer la demanda por tres años. Esto busca crear relaciones de largo plazo entre generadores y distribuidores, lo cual incentiva a los generadores a invertir en fuentes de generación.

Cabe mencionar también las regulaciones medioambientales a la que está sujeta la empresa: La ley 19.300 de bases generales del medio ambiente de 1994 establece que los proyectos de inversión, entre ellos las centrales de generación eléctrica y las líneas de transmisión, deben realizar un estudio de impacto ambiental antes de poder construirse.

### Importancia de la ley corta para Transelec

Antiguamente, para calcular las tarifas, la ley establecía áreas de influencia para los participantes del sector eléctrico chileno, principalmente las generadoras. Cada generadora tenía un área de influencia determinada y todas las operaciones de inyección y retiros de energía en esa área estaban sujetos a lo que se llama el peaje básico. Este peaje se calculaba como un todo por la empresa de transmisión y luego se prorrateaba según el uso que hicieran las generadoras. Las empresas generadoras podían actuar también fuera de su área de influencia pagando el “peaje adicional”. Además existía el concepto de “ingreso tarifario”; es decir, el que generaría la transmisora en un mercado competitivo cobrando el costo marginal, que es menor al costo medio en este caso. Como la empresa no cubriría sus costos medios de largo plazo, quebraría, y debido a esto es que se establecen los peajes.

Debido a las continuas disputas acerca de las áreas de influencia, la ley corta estableció los llamados sistemas troncales, de subtransmisión y adicionales. Los sistemas troncales son aquellas áreas comunes para los distintos actores del sector eléctrico, la columna vertebral del sistema. Los sistemas de subtransmisión son aquellos que permiten retirar la energía del sistema troncal para derivarla a los

sistemas locales. Los adicionales son aquellos dedicados a un solo cliente en particular (generador o cliente libre).

## Activos y clientes

### Activos

**Transelec** es la empresa propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING. En éste, el sistema de transmisión de la empresa se extiende desde la ciudad de Arica hasta la ciudad de Antofagasta, cubriendo un total de 700 kilómetros aproximados. En el SIC, las instalaciones de la empresa se extienden por 2.200 kilómetros desde la localidad de Paposo en la Región de Antofagasta hasta Chiloé en la Región de Los Lagos. En total, **Transelec** posee 8.312 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de 66 kV a 500 kV. Las instalaciones de transformación de **Transelec** cuentan con una capacidad total de transformación de 9.987 MVA.

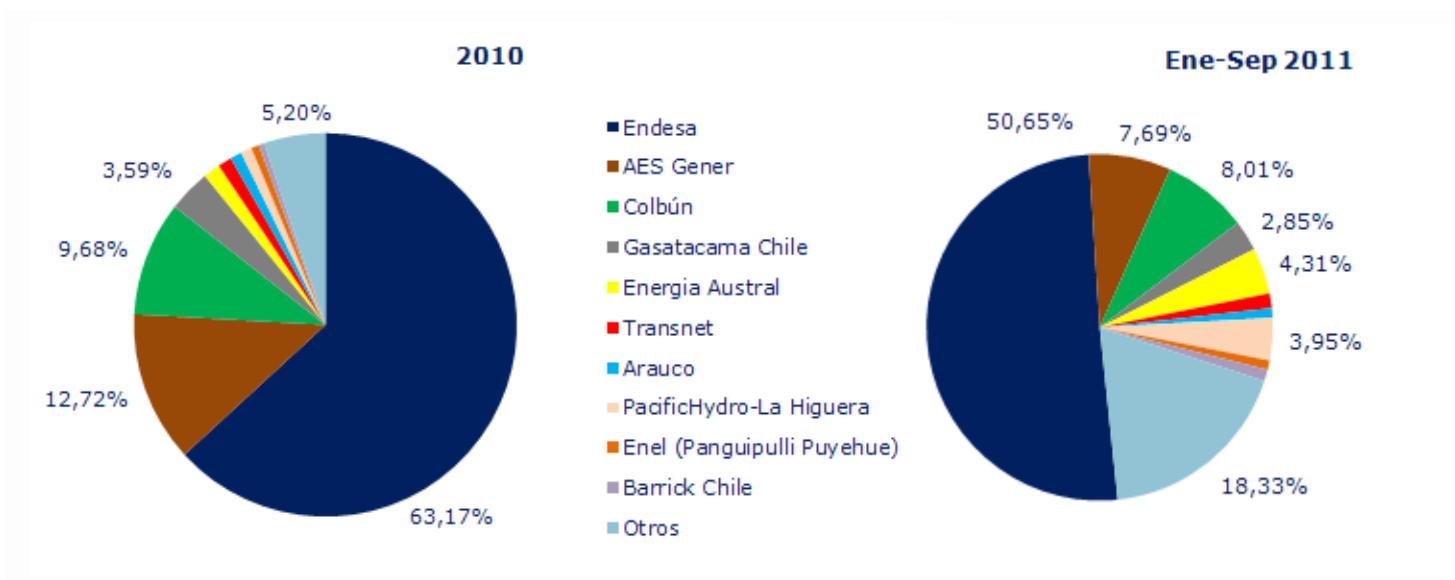
La empresa se encuentra dividida regionalmente en las siguientes seis gerencias zonales: Norte Grande, Norte Chico, Central, Centro Sur, Bío-Bío y Sur. Estas gerencias tienen como objetivo velar por el correcto funcionamiento de las instalaciones de transmisión de la empresa a lo largo del país. El negocio de **Transelec** se enmarca principalmente en la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones en el SIC y SING. Entre éstas, y al 31 de diciembre de 2010, se destacan aquellas instalaciones de tipo troncal con voltajes iguales o superiores a 154 kV. En este ámbito, la empresa posee el 100% de las líneas de 500 kV. del país, el 45% de las líneas de 220 kV, el 95% de las líneas de 154kV, y el 11% de las líneas de transmisión de 110 y 66kV. De este modo, **Transelec** se posiciona como la empresa transmisora más importante a nivel nacional y es posible apreciar que la compañía ha planteado liderar y mantener mayor presencia en aquellas líneas de mayor voltaje.

La empresa cuenta con 52 subestaciones ubicadas en ambos sistemas interconectados que transforman la electricidad transportada en altas tensiones a bajas tensiones para su distribución en las ciudades.

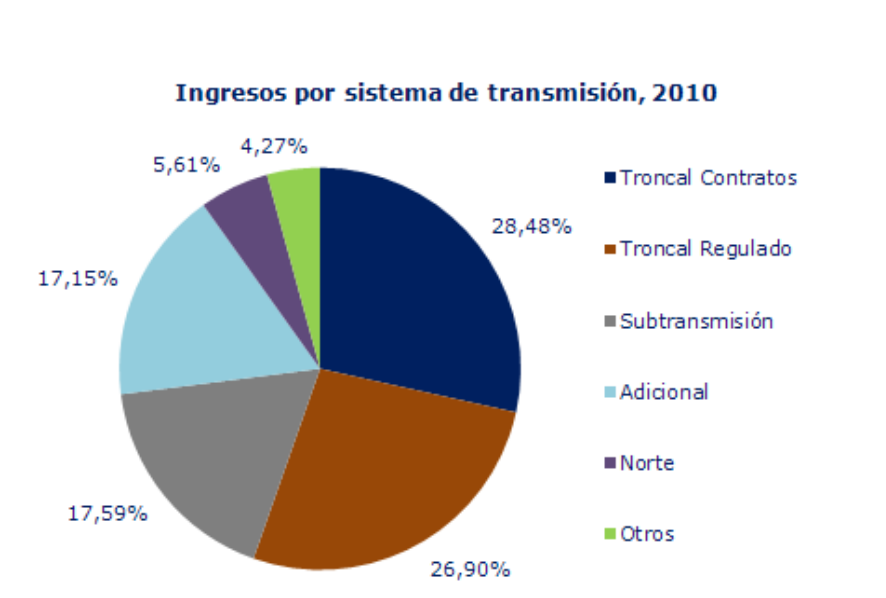
### Clientes

El mercado en que participa **Transelec** está conformado por generadoras que inyectan energía en los sistemas de transmisión para llegar a sus clientes. Bajo la antigua ley eléctrica, el 100% de los peajes eran pagados por las generadoras. Las modificaciones establecidas en la denominada ley corta, definen que parte de los pagos se carguen a los generadores y parte a los consumidores.

Dentro de los ingresos por cliente del año 2010 se destaca el grupo Endesa con más del 63%. Es importante destacar que parte importante de los ingresos provenientes de Endesa están amparados por contratos de largo plazo:



La composición de los ingresos de la empresa en 2010, según sistema, fue la siguiente:

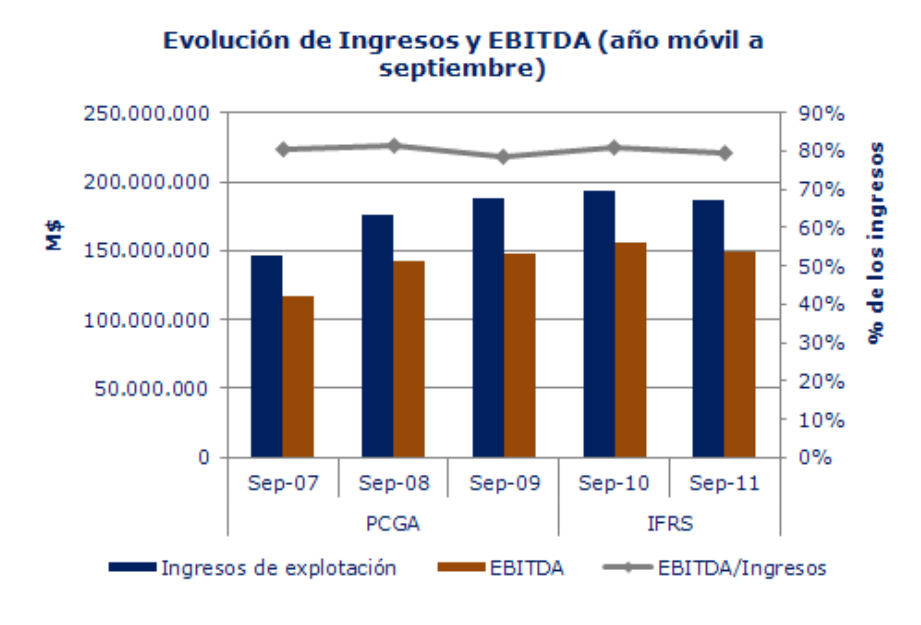


A septiembre de 2011, un 40,4% de los ingresos de la empresa provino de ingresos regulados y un 59,6% de contratos.

## Análisis Financiero<sup>5</sup>

### Evolución Ingresos y EBITDA

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las ventas, EBITDA y tasa de EBITDA sobre ingresos, considerando el año móvil que cierra a septiembre de cada año:



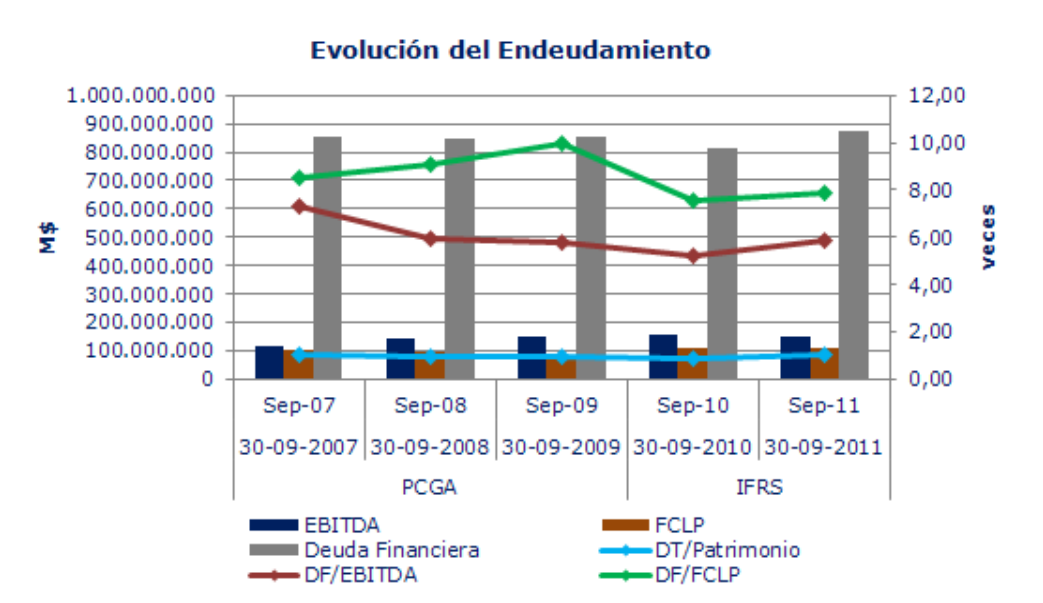
Los ingresos de la compañía tienden a ser estables, como consecuencia que las tarifas reguladas se fijan cada cuatro años y que, salvo el caso de la subtransmisión, dependen de la capacidad instalada y no del volumen de energía transportado, además de contemplarse mecanismos de reajuste de las tarifas que permiten que en términos reales permanezcan bastante estables. En este sentido, los ingresos pueden aumentar en la medida que se incorporen nuevas obras, en particular de los tendidos troncales, en los que la empresa desarrolla la mayor parte de su negocio. Por su parte, el EBITDA sigue muy de cerca la evolución de los ingresos, manteniéndose una elevada y estable relación de esta variable sobre los ingresos, en torno al 80% en los últimos cinco años.

<sup>5</sup> Para efectos de una mejor comparación histórica, todas las cifras de esta sección han sido llevadas a pesos de septiembre de 2011. Los años móviles corresponden a los últimos cuatro trimestres terminados en el mes indicado.



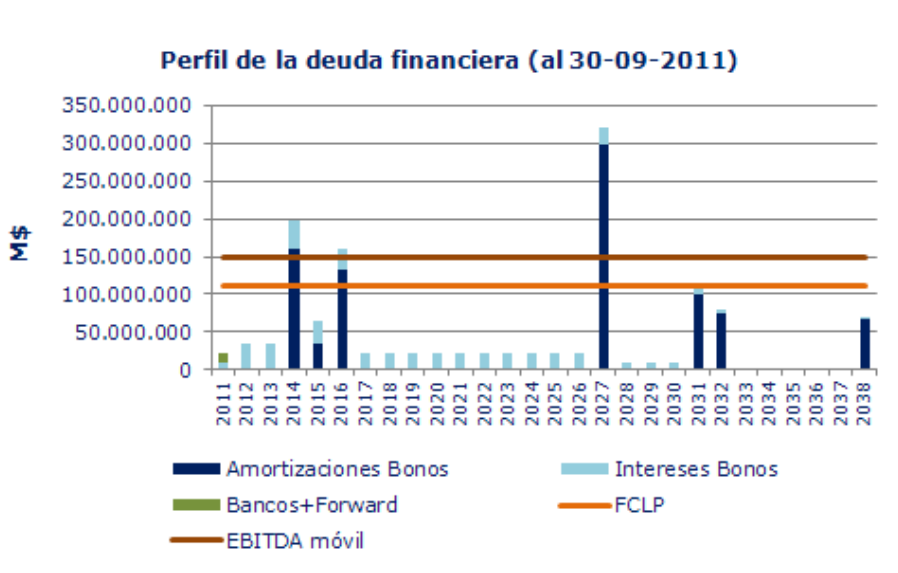
## Evolución del endeudamiento y liquidez

El endeudamiento financiero de **Transelec**, medido en términos relativos como la relación entre deuda financiera (DF) y la generación de caja de la empresa (EBITDA), ha permanecido relativamente estable desde 2008, entre las cinco y seis veces. Por su parte, el endeudamiento financiero sobre la generación de caja de largo plazo (FCLP<sup>6</sup>) de la empresa, ha permanecido por debajo de las seis veces. Del mismo modo, el *leverage* ha sido bastante estable, oscilando en torno a una vez a lo largo de los últimos cinco años. Cabe recordar que por ser una empresa perteneciente a un sector cuyas inversiones son en infraestructura a largo plazo, con una regulación que permite recuperar costos y obtener una rentabilidad adecuada, en opinión de **Humphreys** el endeudamiento aceptado para **Transelec** puede ser más elevado en comparación a otras empresas de igual calificación de riesgo.

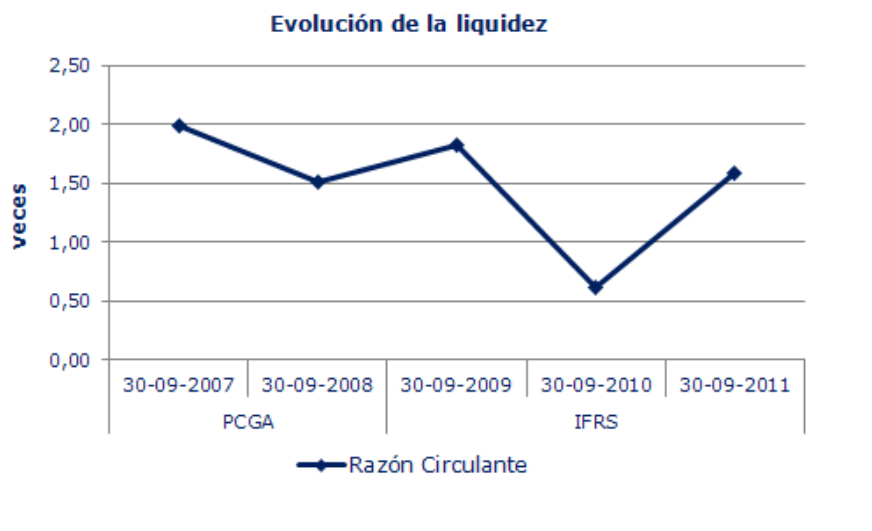


Los pasivos financieros de **Transelec**, al 30 de septiembre de 2011, estaban compuestos en un 98,5% por bonos emitidos en Chile, en un 1,4% por deuda bancaria, y en un 0,1% por *forwards*. El perfil de la deuda financiera muestra que todos los bonos son del tipo *bullet*, con el pago de la totalidad del capital al vencimiento. Para la mayor parte de los años, el EBITDA, sin crecimiento futuro, es suficiente para el pago de tales obligaciones. Por su parte, en los periodos en que los vencimientos son mayores a la generación de caja, las posibilidades de refinanciamiento, en opinión de **Humphreys**, para hacer frente a las responsabilidades futuras de la compañía hacen que esta deuda en bonos sea considerada adecuada al nivel de riesgo otorgado a la empresa según características propias del negocio ya discutidas.

<sup>6</sup> El Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP) corresponde al flujo de activos después de impuestos e intereses, utilizando la rentabilidad promedio de activos de los últimos cinco años.



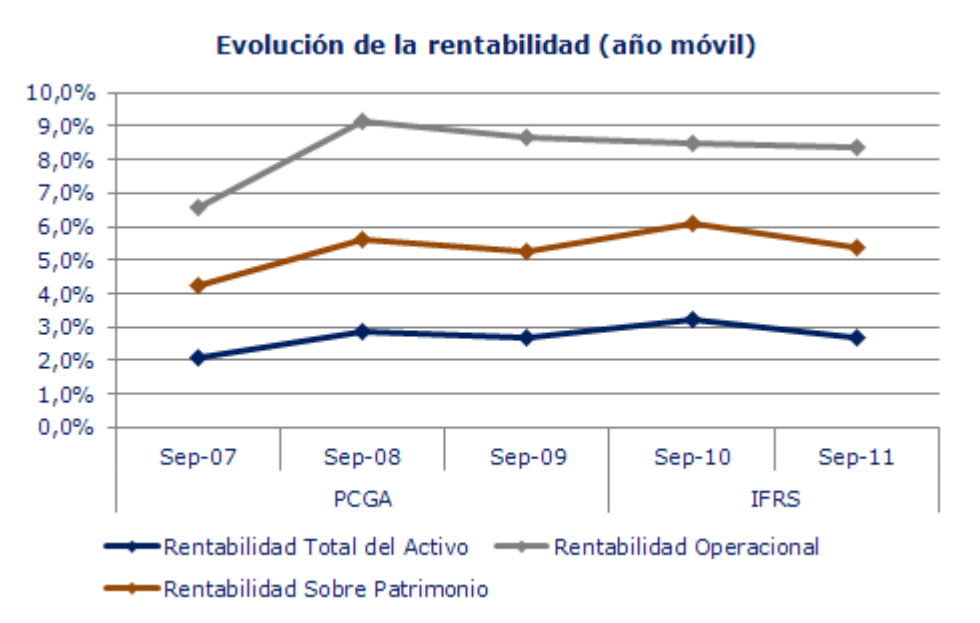
Por su parte, la liquidez<sup>7</sup> de la empresa ha presentado la mayor parte del tiempo valores adecuados, superiores a una vez. Sin embargo, a septiembre de 2010 el indicador de razón circulante disminuyó a 0,62 veces como consecuencia del vencimiento en abril de 2011 de los *yankee-bonds* que **Transelec** colocó con anterioridad, y que debieron ser traspasados a pasivos corrientes, los que fueron refinanciados con la colocación en enero de 2011 de los bonos series L, M y N en Chile por un total de UF 7 millones.



<sup>7</sup> Razón circulante = activos circulantes o corrientes / pasivos circulantes o corrientes.

## Evolución de la rentabilidad<sup>8</sup>

La rentabilidad total del activo y la rentabilidad operacional de **Transelec** han sido bastante estables en los últimos cinco años, lo que es un reflejo precisamente de la estabilidad y del relativamente bajo riesgo del negocio de transmisión eléctrica. Una volatilidad un tanto mayor alcanza la rentabilidad del patrimonio, lo que se explica por factores no operacionales como las tasas de interés pagadas por la deuda de la empresa.



<sup>8</sup> Rentabilidad del activo = utilidad / (activos totales promedio); rentabilidad operacional = resultado operacional / (activos circulantes o corrientes+activos fijos, promedio); rentabilidad del patrimonio= utilidad del ejercicio/patrimonio promedio). Las rentabilidades a septiembre contemplan flujos del último año móvil correspondiente.

## Líneas y Series de Bonos Inscritos y Vigentes

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	480
▪ Fecha de inscripción:	09/11/2006
▪ Plazo de la línea:	10 años
▪ Monto:	UF 19.500.000

**Primera Emisión (Serie C)**

• Monto colocado:	UF 6.000.000
• Fecha de inscripción:	31/01/2007
• Tasa de carátula:	3,5%
• Vencimiento:	9,5 años

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	481
▪ Fecha de inscripción:	09/11/2006
▪ Plazo de la línea:	25 años
▪ Monto:	UF 19.500.000

**Primera Emisión (Serie D)**

• Monto colocado:	UF 13.500.000
• Fecha de inscripción:	23/11/2006
• Tasa de carátula:	4,25%
• Vencimiento:	21 años

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	598
▪ Fecha de inscripción:	31/07/2009
▪ Plazo de la línea:	10 años
▪ Monto máximo:	UF 20.000.000

**Primera Emisión (Serie E)**

• Monto colocado:	UF 3.300.000
• Fecha de inscripción:	05/08/2009
• Tasa de carátula:	3,9%
• Vencimiento:	5 años

#### **Primera Emisión (Serie F)**

- Monto colocado: \$33.600.000
- Fecha de inscripción: 05/08/2009
- Tasa de carátula: 5,7%
- Vencimiento: 5 años

#### **Segunda Emisión (Serie J) Inscrita y No Colocada**

- Monto Inscrito: \$65.020.000
- Fecha de inscripción: 16/11/2009
- Tasa de carátula: 6,3%
- Vencimiento: 5 años

#### **Segunda Emisión (Serie I)**

- Monto colocado: UF 1.500.000
- Fecha de inscripción: 16/11/2009
- Tasa de carátula: 3,5%
- Vencimiento: 5 años

#### **Tercera Emisión (Serie L)**

- Monto colocado: UF 2.500.000
- Fecha de inscripción: 19/01/2011
- Tasa de carátula: 3,65%
- Vencimiento: 5 años

- **Línea de bonos**

- Inscripción N° 599
- Fecha de inscripción: 31/07/2009
- Plazo de la línea: 30 años
- Monto máximo: UF 20.000.000

#### **Primera Emisión (Serie G) Inscrita y No Colocada**

- Monto inscrito: UF 9.000.000
- Fecha de inscripción: 05/08/2009
- Tasa de carátula: 4,2%
- Vencimiento: 10 años

#### **Primera Emisión (Serie H)**

- Monto colocado: UF 3.000.000
- Fecha de inscripción: 05/08/2009

- Tasa de carátula: 4,8%
- Vencimiento: 22 años

#### **Segunda Emisión (Serie K)**

- Monto colocado: UF 1.600.000
- Fecha de inscripción: 16/11/2009
- Tasa de carátula: 4,6%
- Vencimiento: 22 años

#### **Tercera Emisión (Serie M)**

- Monto colocado: UF 3.400.000
- Fecha de inscripción: 29/12/2010
- Tasa de carátula: 4,05%
- Vencimiento: 22 años

#### **Tercera Emisión (Serie N)**

- Monto colocado: UF 3.000.000
- Fecha de inscripción: 29/12/2010
- Tasa de carátula: 3,95%
- Vencimiento: 28 años

*“La opinión de las entidades clasificadoras 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 que éste ha hecho pública o ha remitido a la Superintendencia de Valores y Seguros y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma”*