

Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados al 31 de marzo 2012

a) Análisis del Balance General

La variación global de los activos durante el periodo se detalla a continuación:

Activos		mar-12	dic-11	Var 12/11	% Var 12/11
Activos Corrientes	MM\$	181.468	193.667	(12.199)	(6,3 %)
Activos No corrientes	MM\$	1.110.927	1.116.515	(5.588)	(0,5 %)
Total Activos	MM\$	1.292.395	1.310.182	(17.787)	(1,4 %)

Los **activos totales** de la Compañía a marzo de 2012 presentaron una disminución de \$17.787 millones respecto a diciembre de 2011. Las principales variaciones están dadas por:

a. Disminución de Activos Corrientes

Los Activos Corrientes disminuyeron en \$12.199 millones explicado por:

- Disminución del efectivo y equivalente al efectivo en \$6.535 millones, principalmente por disminución de depósitos a plazo por \$7.619 millones (incluye pactos). Lo anterior se compensa parcialmente por un mayor saldo en bancos por \$1.085 millones.
- Disminución de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en \$7.678 millones, lo que se explica principalmente por una disminución de los deudores por venta (neto) en \$6.636 millones, debido a una disminución de los deudores por venta de energía y grandes clientes; de los deudores varios (neto) en \$507 millones y de las cuentas por cobrar al personal por \$535 millones.
- Disminución de otros activos no financieros en \$402 millones, que se explica principalmente por menores activo por pagos anticipados de seguros.

Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por:

- Aumento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas en \$1.978 millones, que se explica principalmente por mayores dividendos por cobrar a Codensa S.A. E.S.P (entidad relacionada en Colombia) por \$3.519 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por una menor cuenta a cobrar a Endesa S.A. por \$1.309 millones y menores cuentas por cobrar a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. por \$180 millones.
- Aumento de los inventarios en \$304 millones, que se explica por un aumento de los materiales de operación y mantenimiento.



b. Disminución de Activos No Corrientes

Los Activos No Corrientes disminuyeron en \$5.588 millones explicado por:

- Disminución en el valor neto del ítem inversiones en asociadas, contabilizadas por el método de participación, en \$4.351 millones, explicado principalmente por:
 - Disminución de las inversiones en Brasil (Ampla Energía e Serviços S.A., Ampla Investimentos e Serviços S.A. y Endesa Brasil S.A.) en \$3.730 millones, consecuencia del reconocimiento diferencias de conversión negativas por \$17.368 millones. Lo anterior es compensado parcialmente por el reconocimiento de resultados positivos por \$13.637 millones.
 - Disminución de la inversión en Argentina, a través de las sociedades Edesur S.A. y Distrilec Inversora S.A. en \$1.663 millones, consecuencia principalmente por el reconocimiento de resultados negativos por \$4.863 millones y diferencias de conversión negativas por \$68 millones. Lo anterior compensado por reclasificación a otros pasivos no financieros no corrientes por \$3.268 millones, producto del reconocimiento de inversión negativa.
 - Aumento de la inversión en Colombia (Codensa S.A. E.S.P.) en \$756 millones, consecuencia principalmente del reconocimiento de resultados positivos por \$3.401 millones y diferencias de conversión positivas por \$640 millones. Lo anterior es compensado parcialmente por el reconocimiento de dividendos por \$3.287 millones.
 - Aumento de la inversión en Perú (Distrilima S.A.) en \$285 millones, consecuencia principalmente del reconocimiento de resultados positivos por \$1.905 millones. Lo anterior es compensado parcialmente por el reconocimiento diferencias de conversión negativas por \$1.691 millones.
- Disminución del activo por impuestos diferidos en \$576 millones, que se explica principalmente por menores provisiones al personal.
- Disminución de activos intangibles netos en \$1.008 millones, producto principalmente de amortizaciones del periodo por \$1.093 millones.
- Disminución en los activos fijos netos en \$33 millones, que se explica principalmente por activación de inversiones por \$5.973 millones, compensado parcialmente por depreciación del periodo por \$5.770 millones.

Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por:



• Aumento de deudores por venta no corriente en \$342 millones, producto de un incremento en el plazo de financiamiento a clientes.

La variación global de los pasivos totales durante el periodo se detalla a continuación:

Pasivos		mar-12	dic-11	Var 12/11	% Var 12/11
Pasivos Corrientes en Operación	MM\$	161.745	196.760	(35.015)	(17,8 %)
Pasivos No Corrientes	MM\$	55.124	52.473	2.651	5,1 %
Patrimonio	MM\$	1.075.526	1.060.949	14.577	1,4 %
Patrimonio Neto y Total Pasivos	MM\$	1.292.395	1.310.182	(17.787)	(1,4 %)

Los pasivos exigibles (corrientes y no corrientes) de la Compañía experimentaron una disminución de \$32.364 millones respecto a diciembre de 2011, que se explica por:

- Disminución de acreedores comerciales en \$44.925 millones, que se explica por menores obligaciones con proveedores por compra de energía por \$34.458 millones y menores obligaciones con otros proveedores y acreedores por \$10.467 millones.
- Disminución de cuentas por pagar por impuestos corrientes en \$507 millones.
- Disminución de provisiones corrientes y no corrientes por \$3.661 millones, que se explica principalmente por menores provisiones por gratificación y otros beneficios a trabajadores por \$3.998 millones. Lo anterior se compensa por mayores provisiones de contingencias y juicios por \$317 millones.
- Disminución de impuestos diferidos no corriente por \$280 millones.

Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por:

- Aumento neto de cuentas por pagar a empresas relacionadas corriente \$13.667 millones que se explica por:
 - Los dividendos por pagar a empresas relacionadas aumentaron en \$14.414 millones, principalmente por mayores dividendos por pagar a Enersis S.A. por \$14.412 millones.
 - Otras cuentas por pagar corrientes disminuyeron en \$669 millones principalmente por menores obligaciones con Enersis S.A por \$2.847 millones, menores obligaciones con ICT servicios Informáticos Ltda. por \$236 millones y menores obligaciones con Endesa Inversiones Generales S.A. por \$206 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por mayores obligaciones con Endesa S.A. por \$2.948 millones.



 Aumento de otros pasivos no financieros no corrientes por \$2.636 millones, que se explica por la constitución de provisiones por patrimonio negativo de inversiones en Argentina por \$3.268 millones, lo anterior compensado parcialmente por menores obligaciones por aportes financieros reembolsables por \$599 millones.

Respecto al patrimonio neto a marzo de 2012, éste aumentó en relación a diciembre 2011 en \$14.577 millones, consecuencia de:

- Aumento en resultados retenidos acumulados en \$33.992 millones, que se explica principalmente por resultados del ejercicio por \$48.482 millones, lo que se compensa por provisión de dividendos de \$14.545 millones.
- Disminución de reservas de cobertura en \$1.130 millones, derivado de operaciones de cobertura de flujos de caja.
- Disminución por reservas de conversión en \$18.287 millones, que se originan en las inversiones mantenidas en el exterior.

A continuación se muestra la evolución de los indicadores financieros más representativos a marzo 2012:

	Indicador	Unidad	mar-12	dic-11	mar-11	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,12	0,98		0,14	14,3 %
	Razón Acida	Veces	1,11	0,97		0,14	14,4 %
	Capital de Trabajo	MM\$	19.723	(3.093)		22.816	(737,7 %)
Endeudamiento	Endeudamiento (1)	Veces	0,20	0,23		(0,03)	(13,0 %)
	Deuda Corriente (2)	%	74,58	78,95		(4,36)	(5,5 %)
	Deuda No Corriente (3)	%	25,42	21,05		4,4	20,7 %
	Cobertura Gastos Financieros	Veces	141,52		26,16	115,35	441,0 %
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio dominante	%	4,54		3,76	0,8	20,6 %
	Rentabilidad del Activo	%	3,73		3,05	0,7	22,3 %
	Rentabilidad del Activo Operacional (4)	%	5,73		5,14	0,6	11,6 %
	Retorno de los Dividendos	%	10,35		4,13	6,2	150,3 %

- 1) Pasivos totales sobre patrimonio.
- 2) Pasivos corrientes sobre pasivos totales.
- 3) Pasivos no corrientes sobre pasivos totales.
- 4) Activos operacionales: deudores por venta, documentos por cobrar, documentos y cuentas por cobrar del giro a empresas relacionadas corriente y no corriente, existencias, impuestos por recuperar, activo fijo neto e intangibles netos.

b) Análisis del Resultado

El desglose de los resultados del periodo se resume en el siguiente cuadro:



Estado de Resultados		mar-12	mar-11	Var 12 - 11	% Var 12/11
Ingresos de explotación	MM\$	255.067	245.131	9.936	4,1 %
Aprovisionamientos y servicios	MM\$	(193.769)	(186.782)	(6.987)	3,7 %
Margen de contribución	MM\$	61.298	58.349	2.949	5,1 %
Trabajos para el Inmovilizado	MM\$	546	608	(62)	(10,2 %)
Gastos de personal	MM\$	(5.917)	(7.324)	1.407	(19,2 %)
Otros gastos fijos de explotación	MM\$	(13.329)	(14.389)	1.060	(7,4 %)
Resultado bruto de explotación	MM\$	42.598	37.244	5.354	14,4 %
Depreciaciones y amortizaciones	MM\$	(6.864)	(6.301)	(563)	8,9 %
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	MM\$	(718)	(864)	146	(16,9 %)
Resultado de explotación	MM\$	35.016	30.079	4.937	16,4 %
Resultado Financiero	MM\$	3.638	1.696	1.942	114,5 %
Resultado en soc. por método participación	MM\$	14.081	15.456	(1.375)	(8,9 %)
Resultado en venta de Activos	MM\$	(75)	0	(75)	100,0 %
Resultado antes de impuestos	MM\$	52.660	47.231	5.429	11,5 %
Impuesto sobre sociedades	MM\$	(4.178)	(7.316)	3.138	(42,9 %)
Resultado del periodo	MM\$	48.482	39.915	8.567	21,5 %
Sociedad Dominante	MM\$	48.482	39.915	8.567	21,5 %
Accionistas Minoritarios	MM\$	0	0	0	0,0 %
Utilidad por acción	\$	42,13	34,69	7,44	21,4 %

Resumen:

Chilectra S.A. obtuvo utilidades atribuibles a la sociedad dominante por \$48.482 millones, lo que implicó un aumento de \$8.567 millones respecto de marzo 2011. Esto explicado por un aumento del resultado de explotación de \$5.354 millones, debido principalmente a un mayor margen de compra venta de energía, sumado a una variación positiva en el resultado financiero por \$1.942 millones, lo anterior compensado parcialmente por menores resultados en sociedades participadas por \$1.375 millones y un menor gasto en impuestos por \$3.138 millones.

El aumento en el resultado de explotación se explica por:

- El margen de contribución aumentó en \$2.949 millones, un 5,1% mayor respecto a marzo 2011. Este aumento se explica principalmente por un mayor margen del negocio de energía por \$8.316 millones como consecuencia de la mayor demanda de grandes clientes y masivos, compensado parcialmente por disminución de voltaje, según instrucción del Decreto N°26 del Ministerio de Energía, adicionalmente se refleja una menor actividad principalmente en los negocios producto y servicios a grandes clientes por \$1.365 millones, por traslado de redes y alumbrado público por \$1.014 millones.
- Los gastos de personal disminuyeron en \$1.407 millones por menores retribuciones en sueldos y salarios por \$1.215 millones asociados a un menor pago por concepto de retribución variable y menores gastos del personal por beneficios sociales por \$292 millones y compensado parcialmente por un mayor gasto en fondo de pensiones y prejubilaciones por mayor estimación del ajuste actuarial por \$149 millones.
- Disminución de otros gastos fijos de explotación en \$1.060 millones, lo que se explica por menores costos asociados a actividades de reparación, conservación y otros por \$387 millones, menores costos de servicios externalizados por \$648 millones y menores costos de otros suministros por



\$630 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por mayores costos en publicidad y propaganda por \$314 millones y por mayores costos de servicios profesionales independientes por \$173 millones.

- Las depreciaciones y amortizaciones aumentaron en \$417 millones, producto principalmente de las adiciones del activo fijo.
- Las pérdidas por deterioro disminuyeron en \$146 millones, debido principalmente a ajustes por reconocimiento por deterioro de cuentas a cobrar.

Al 31 de marzo de 2012 Chilectra S.A. presentó un aumento en la demanda de energía de 6,8% respecto de igual periodo del año anterior, debido a que las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial, comercial y una mayor temperatura.

En tanto, el resultado financiero aumentó en \$1.942 millones con respecto al periodo anterior, lo que se explica por:

- Menores gastos financieros por \$1.502 millones, debido principalmente a menores intereses relacionados con Enersis S.A. producto del prepago de la deuda mantenida hasta junio de 2011.
- Menores de ingresos financieros por \$463 millones, debido a una disminución en pactos.

Lo anterior se compensa parcialmente por:

- Mayores resultados por unidades de reajuste por \$545 millones.
- Diferencias de cambio positivas por \$358 millones.

Los resultados originados por inversiones en empresas asociadas en el extranjero disminuyeron en \$1.375 millones, un 8,9% menor respecto de marzo 2011. Esta disminución proviene de menores resultados en Argentina por \$4.204 millones y en Brasil por \$1.206 millones. Lo anterior, compensado por mejores resultados en Colombia por \$3.520 millones y en Perú por \$515 millones.

Finalmente, el ítem impuesto a las ganancias obtuvo un menor gasto de \$3.138 millones.

c) Valor Libro y Económico de los Activos

Respecto del valor libro y económico de los activos cabe mencionar lo siguiente:



- Los deudores por venta, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando, por lo tanto, una deducción para cubrir las deudas incobrables.
- Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior, considerando una deducción por obsolescencia.
- Las Propiedades, Plantas y Equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.
- La depreciación es calculada sobre el valor de costo de los bienes de acuerdo con los años de vida útil de cada bien.
- Los activos intangibles, excepto plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio), se presentan a su costo de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro.
- La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) surgida de la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera. La plusvalía comprada no se amortiza y al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado.
- Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio.
- Las inversiones en sociedades sobre las que la compañía posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación.
- Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corriente y no corriente. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF, emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"), expuestas en la nota 2 de los Estados Financieros.

d) Mercados en que participa la Empresa

Chilectra S.A. es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile, en términos de ventas de energía. Su área de concesión es de 2.037 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana. Incluyendo las zonas de Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda., el área de concesión total asciende a



2.118 km². Al 31 de marzo de 2012 el número total de clientes fue de 1.645.163, lo que representa un aumento de 1,8% respecto a la misma fecha del año 2011.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la compañía, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución bajo el esquema de tarifas reguladas por la autoridad, de acuerdo a la siguiente normativa legal:

- DFL N°1 del Ministerio de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y modificaciones posteriores (Ley N°19.940 del 13 de marzo de 2004, denominada Ley Corta y Ley N°20.018 del 19 de mayo de 2005, denominada Ley Corta II). Con fecha 5 de febrero de 2007, se publicó en el diario oficial el DFL N°4, que fijó el texto refundido del citado DFL N°1/82.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenido en el Decreto N°327, del Ministerio de Minería de 1997.
- Decreto N°276 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 11 de febrero de 2005, que fija las nuevas fórmulas tarifarias a partir de noviembre de 2004.
- Decreto Nº130 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 30 de abril de 2008, que fija los precios de nudo y que se publicó en el Diario Oficial con fecha 27 de mayo de 2008.
- Decreto N°381 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 30 de octubre de 2008, que fija los precios de nudo y que se publicó en el Diario Oficial con fecha 19 de enero de 2009.
- Decreto N°320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 14 de enero de 2009, que fija nuevas fórmulas tarifarias y precios de subtransmisión y que se publicó en el Diario Oficial con fecha 9 de enero de 2009.
- Demás normas técnicas y reglamentarias emanadas de la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Decreto N° 61 de CNE, de fecha 17 de septiembre de 2011, que fija instalaciones del sistema de transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2011-2014.
- Dictamen N° 13 de SEC, con fecha 30 de diciembre de 2011 Con este hito, se dio inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el período noviembre de 2012-noviembre de 2016.



- Decreto N° 26, con fecha 17 de febrero de 2011, que formula medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el sistema interconectado central. Este decreto tendría una vigencia desde su publicación hasta el día 31 de agosto de 2011, fecha que finalmente se extendió hasta el día 30 de abril del 2012 mediante la publicación del Decreto N° 58.
- Decreto N°127, con fecha 2 de enero de 2012, que fija el Precio Nudo Promedio y que entra en vigencia el día 1° de noviembre de 2011. La publicación de los decretos 84, 85 y 127, se traduce en una baja de un 7% en las cuentas de los clientes residenciales de Chilectra.
- Decreto N°16, con fecha 6 de marzo de 2012, que fija el Precio Nudo Promedio y que entra en vigencia el día 1° de enero de 2012. La publicación de dicho decreto se traduce en una baja de un 8% en las cuentas de los clientes residenciales de Chilectra.

Chilectra S.A. también opera en mercados latinoamericanos de distribución eléctrica. En la zona sur de la ciudad de Buenos Aires, Argentina, a través de Edesur S.A.; en la zona norte de la ciudad de Lima, Perú, mediante Edelnor S.A.A.; en Brasil, en el Estado de Río de Janeiro a través de Ampla Energía e Serviços S.A. y en el Estado de Ceará, a través de Coelce S.A., y en la ciudad de Bogotá, Colombia, mediante Codensa S.A. E.S.P. y Cundinamarca.

En el cuadro siguiente se muestra la participación de Chilectra S.A. en la propiedad de las compañías de distribución en el exterior, el número de clientes de cada empresa y la venta de energía, así como la evolución de ambas variables:

Mercado	% Part. (**)	Clientes Mar-12	Clientes Mar-11	% Var Clientes	(*)Venta GWh Mar-12	(*)Venta GWh mar-11	% Var GWH
Chilectra (Chile)	-	1.645.163	1.616.098	1,8%	3.564	3.299	8,0 %
Edesur (Argentina)	34,05	2.389.388	2.356.423	1,4%	4.522	4.454	1,5 %
Edelnor (Perú)	15,59	1.155.247	1.109.135	4,2%	1.722	1.607	7,2 %
Ampla Energía (Brasil)	35,59	2.652.116	2.587.192	2,5%	2.809	2.787	0,8 %
Codensa (Colombia)	9,35	2.639.885	2.564.400	2,9%	3.261	3.113	4,8 %
Coelce (Brasil)	10,78	3.256.864	3.125.655	4,2%	2.348	2.101	11,8 %
Totales	-	13.738.663	13.358.903	2,8 %	18.226	17.360	5,0 %

^(*) Considera Peaje, Consumo no Registrado, Consumo no Facturado, Estimación de Demanda.

e) Análisis del Estado de Flujo Efectivo

La Compañía generó durante el periodo un flujo neto negativo de \$6.535 millones, el cual se descompone de la siguiente manera:

Las actividades de la operación generaron un flujo neto negativo de \$4.982 millones, el que se explica por una utilidad del periodo de \$48.482 millones, una variación positiva en los ajustes no monetarios como depreciación, amortización y otros que afectan al flujo de la operación en

^(**) Porcentaje de participación de Chilectra S.A. en la propiedad de las compañías de distribución en el exterior ponderada directa e indirectamente.



\$7.657 millones y abonos netos a resultado que no representan flujo de efectivo por \$11.516 millones, principalmente por impuesto a las ganancias y por el resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación. Los pagos del periodo por concepto de impuestos provisionales fueron de \$3.256 millones y se percibieron intereses por \$317 millones. Adicionalmente una disminución de \$9.666 millones de la cuenta deudores comerciales, lo que se compensa por un aumento de \$3.091 millones de las cuentas por cobrar derivadas de la operación y de \$53.241 millones de cuentas por pagar de origen comercial.

- El flujo originado por actividades de inversión fue negativo en \$2.032 millones, el cual se explica por desembolsos para la incorporación de activos fijos por \$1.954 millones y pago de préstamos a entidades relacionadas por \$78 millones.
- Las actividades de financiación originaron un flujo neto positivo de \$479 millones producto de prestamos de corto plazo por \$282 millones y otras entradas de efectivo por \$265millones. Lo anterior se compensa por pago de intereses por \$68 millones.

f) Análisis de Riesgo de Mercado

Ciclos Económicos: Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial, así como también con el desempeño de sus sustitutos como el gas y el petróleo. Al 31 de marzo de 2012, Chilectra S.A. presentó un aumento en la demanda respecto del año anterior tanto a nivel local como para su mercado latinoamericano de 6,8% y 9,0% respectivamente. Es importante reseñar que Chilectra S.A. y Filiales no asumen riesgos significativos de descalce físico y monetario entre la energía comprada y comercializada a sus clientes de acuerdo a los contratos de compra con sus proveedores y la regulación vigente.

Contratos de Energía y Potencia: Con el objeto de asegurar el suministro y su correspondiente costo, la sociedad tiene contratos de compra de energía a largo plazo con Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile), AES Gener S.A., Colbún S.A., Carbomet Energía S.A., Sociedad de Canalistas del Maipo S.A., Iberoamericana de Energía IBENER S.A., Hidroeléctrica La Higuera S.A., Hidroeléctrica La Confluencia S.A., Pacific Hydro Chile S.A., Guacolda S.A. e HydroChile S.A.. A través de estos contratos, la compañía cubre sus necesidades de suministro, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

Procesos Regulatorios

Aspectos Generales.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la compañía, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la compañía operadora a desarrollar su



negocio de distribución bajo el esquema de tarifas reguladas por la autoridad, de acuerdo a la normativa legal.

<u>Fijación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión</u>: De acuerdo a lo establecido en la ley N°19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de marzo de 2004, se introduce el proceso tarifario que fija el valor anual de los sistemas de subtransmisión cada 4 años.

Al respecto, el primer proceso tarifario se inició el año 2005 y el 9 de enero de 2009 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija las tarifas de subtransmisión y sus formulas de indexación. Dicho decreto rige a partir del 14 de enero del año 2009.

Con fecha 4 de agosto de 2009, se publica en el Diario Oficial el Decreto N°144/2009 que aprueba el reglamento que fija el procedimiento para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

Mediante Resolución Exenta N°75 de fecha 27 de enero de 2010, la CNE emitió las Bases con que en definitiva se deben desarrollar los Estudios.

Como resultado del proceso concursal establecido en las Bases, el Estudio del Sistema de Subtransmisión N°3, cuyo propietario principal es Chilectra, fue adjudicado a la consultora KEMA INC..

Con fecha 9 de agosto de 2010, se hizo entrega a la Comisión Nacional de Energía del informe "Estudio para la determinación del valor anual del sistema de subtransmisión SIC-3" realizado por el consultor KEMA INC. Este estudio será la base para la revisión de las tarifas de subtransmisión que la autoridad deberá fijar para el período 2011-2014.

Con fecha 24 de agosto de 2010, el consultor KEMA INC presentó dicho estudio de subtransmisión en una audiencia pública, a la que asistieron representantes de la autoridad, generadores, transmisores y subtransmisores. El 21 de septiembre las empresas hicieron entrega a la CNE de sus observaciones.

Con fecha 21 de enero de 2011, la CNE aprobó mediante Resolución N°92, el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014, el cual fue rectificado mediante Resolución N°130 de fecha 15 de marzo. Con fecha 23 de marzo de 2011, la empresa Transnet S.A., filial de CGE, interpuso un recurso de reposición en contra de la citada Resolución N°130, solicitando que se modifique dicho acto administrativo en el sentido de incorporar en el Informe Técnico las demandas y pérdidas, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo N°35 del reglamento.



Con fecha 28 de marzo de 2011,la CNE, mediante Resolución N°154, suspendió la ejecución de la Resolución N°130 mientras no se resuelva el recurso de reposición y se comunique el Informe Técnico correspondiente.

Con fecha 13 de mayo de 2011, la CNE aprobó mediante Resolución N°250 la versión final del Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión.

Con fecha 3 de Junio de 2011, Chilectra presentó sus discrepancias ante el Panel de Expertos. Dichas discrepancias fueron expuestas en una audiencia pública el día 16 de junio. El Panel emitió su dictamen el día 8 de agosto.

Actualmente, el Decreto se encuentra en contraloría para su toma de razón.

<u>Fijación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Troncal</u>: Con fecha 13 de octubre de 2009, la CNE publicó las "Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal".

Con fecha 2 de diciembre de 2009, la CNE publicó la versión definitiva de las "Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal", con posterioridad al dictamen del panel de expertos ante las discrepancias presentadas el 29 de octubre de 2009.

Mediante Resolución Exenta N°168 del 26 de febrero de 2010, se adjudicó el desarrollo del Estudio de Transmisión Troncal al consorcio SYNEX-Mercados-Electronet-Quantum.

Con fecha 22 de octubre de 2010, la CNE publicó el informe final preliminar del Estudio de Transmisión Troncal. Dicho informe contiene el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) y los Planes de Expansión para distintos escenarios.

Con fecha 29 de octubre de 2010, las empresas realizaron sus observaciones al informe. El 20 de diciembre de 2010 se publicó el informe final que considera las observaciones recibidas.

Con fecha 5 de mayo de 2011, la CNE publica el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el Cuadrienio 2011-2014.

Con fecha 5 de junio de 2011, el Panel de Expertos publica su dictamen a las discrepancias al Informe Técnico presentadas por las empresas.

Con fecha 17 de septiembre de 2011, se publica en el Diario Oficial el decreto N°61/2011 que fija instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2011-2014.



El resultado de este proceso tendrá efectos sobre la planificación de los sistemas de transporte de Chilectra y en los Cargos Únicos que aplicarán a los clientes finales.

<u>Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Distribución</u>: Con fecha 29 de junio de 2011, Chilectra entregó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus instalaciones de distribución.

Con fecha 30 de septiembre, y en cumplimiento a lo estipulado en la Ley, la SEC fija el VNR.

El día 8 de noviembre, Chilectra presenta sus discrepancias al Panel de Expertos. La audiencia pública de dichas discrepancias se realizó el día 21 de noviembre.

Con fecha 30 de diciembre de 2011, el Panel de Expertos evacúa el Dictamen N°13-2011 donde se resuelven las discrepancias presentadas por Chilectra.

Con este hito, se da inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el período noviembre de 2012-noviembre de 2016.

Fijación de Valor Agregado de Distribución y sus Servicios Asociados: El día 21 de marzo de 2012, la CNE comunicó la Definición de Áreas Típicas, las Bases Técnicas que rigen el Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución para el periodo 2012-2016 y el documento técnico para el Estudio de los Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad.

Precios de Nudo: El 1° de enero de 2010 comenzaron a regir los contratos de suministro a clientes regulados que se firmaron en las licitaciones del año 2006. Producto de ello, la CNE debe calcular el precio promedio de suministro de cada distribuidora y publicarlo mediante Decreto en las oportunidades señaladas en el artículo N°158 del DFL4. La ley señala además que el precio promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en un 5% al precio promedio ponderado de todas las distribuidoras. Producto de ello, la CNE calcula un monto a recargar o descontar (AR) por empresa distribuidora el cual se suma o resta al precio promedio de suministro, de modo tal de ajustarse a la banda permitida.

El 12 de febrero de 2011 se publicaron los Decretos N°208, 263, 283, 22 y 23, con aplicación retroactiva al 1 de agosto, 1 de septiembre, 1 de octubre, 1 de noviembre de 2010 y 1 de enero de 2011 respectivamente. El Decreto N°23 considera la entrada en vigencia desde el 1° de enero de 2011 de nuevos contratos de suministro licitados, lo que se traduce en una rebaja del 10% respecto a las tarifas de diciembre calculadas considerando la retroactividad.

El día 14 de mayo de 2011 se publicó el Decreto N°38 con aplicación retroactiva al 1 de abril. La publicación de esta indexación de precios ha significado un aumento de un 2,9% en las tarifas de mayo.



El día 21 de septiembre de 2011 se publicó el Decreto N°52 con aplicación retroactiva al 1 de mayo. La publicación de estos precios se tradujo en un alza de un 1,8% en las cuentas de los clientes residenciales de Chilectra.

El día 31 de diciembre de 2011 se publicó el Decreto N°84 que fija el Precio Nudo Promedio y el Decreto N°85 que fija el Precio Nudo de Corto Plazo. El Decreto N°84 entra en vigencia retroactivamente desde el 1° de julio de 2011, mientras que el Decreto N°85 tiene una aplicación retroactiva desde el 1 de noviembre de 2011.

Con fecha 2 de enero de 2012, se publicó el Decreto N°127 que fija el Precio Nudo Promedio y que entra en vigencia el día 1° de noviembre de 2011. La publicación de los decretos 84, 85 y 127, se traduce en una baja de un 7% en las cuentas de los clientes residenciales de Chilectra.

Con fecha 6 de marzo de 2012, se publicó el Decreto N°16 que fija el Precio Nudo Promedio y que entra en vigencia el día 1° de enero de 2012. La publicación de dicho decreto se traduce en una baja de un 8% en las cuentas de los clientes residenciales de Chilectra.

Decreto de Racionamiento: El día 17 de febrero de 2011 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°26/2011 que formula medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el sistema interconectado central. Dentro de las medidas que instruye, destaca la disminución del nivel de tensión en las redes de distribución. Este decreto tendría una vigencia desde su publicación hasta el día 31 de agosto, fecha que finalmente se extendió hasta el día 30 de abril del 2012 mediante la publicación del Decreto N°58.

<u>Situación Financiera</u>. Al 31 de marzo de 2012, la compañía contaba con el 100% de sus obligaciones financieras en tasa de interés variable. El riesgo inherente a las tasas de interés, se deriva de la posibilidad de estar expuestos a cumplir con obligaciones cuyas tasas estén sujetas a fluctuaciones producto de las condiciones económicas reinantes en el mercado.

Inversiones en Latinoamérica. La compañía está presente en diferentes mercados extranjeros, todos ellos en Latinoamérica, a través de distintas filiales o coligadas partícipes del negocio de distribución. En Argentina (Buenos Aires), mediante Edesur S.A.; en Perú (Lima), a través de Edelnor S.A.A.; en Brasil con Ampla Energía e Serviços S.A. (Rio de Janeiro) y Coelce S.A. (Ceará), y en Colombia (Bogotá), a través de Codensa S.A. E.S.P. y Cundinamarca. Además, desde el 2005, Chilectra está presente en los negocios de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, a través de su participación societaria en el holding Endesa Brasil. A través de esta última, participa en Endesa Fortaleza, Endesa Cachoeira y la comercializadora-transmisora CIEN (Interconexión Argentina – Brasil).



Los riesgos que pueden afectar el desempeño de estas inversiones se pueden originar en la inestabilidad política y/o económica de dichos países, lo que incidiría en los niveles de demanda, márgenes y cobrabilidad de dichas compañías.