

EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 30 DE JUNIO DE 2010

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 30 de junio de 2010, se debe tener presente que la Sociedad, ha preparado sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera compara los saldos al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, en cambio el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo compara los saldos al 30 de junio de 2010 y 2009.

1. ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIO

EMELARI S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la XV Región de Chile. Al 30 de junio de 2010, EMELARI S.A. suministra energía eléctrica directamente a 63.112 clientes, es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y participa del negocio de subtransmisión, siendo su foco principalmente el negocio de la distribución de electricidad. Al cierre del presente período, las ventas físicas de Emelari S.A. alcanzaron 117 GWh lo que significó un incremento de 6,7% con respecto al mismo período del año anterior.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 30 de junio de 2010 muestran una disminución de un 47,3% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M\$ 849.348.

2.1. Estado de Resultados

La comparación y las variaciones del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Resumido (M\$)	30-jun-10	30-jun-09	Var.	Var. %
Ventas de Energía	12.469.448	14.378.202	(1.908.754)	(13,3%)
Compras de Energía	(9.846.833)	(12.112.431)	2.265.598	(18,7%)
Margen de Energía	2.622.615	2.265.771	356.844	15,7%
Ingresos Otros Negocios	885.404	1.362.439	(477.035)	(35,0%)
Costos Otros Negocios	(323.242)	(596.510)	273.268	(45,8%)
Margen Otros Negocios	562.162	765.929	(203.767)	(26,6%)
Margen Bruto	3.184.777	3.031.700	153.077	5,0%
Costos de Administración y O&M	(2.028.429)	(1.678.527)	(349.902)	20,8%
Resultado Operacional sin Depreciación	1.156.348	1.353.173	(196.825)	(14,5%)
Depreciación	(420.406)	(417.270)	(3.136)	0,8%
Resultado Operacional	735.942	935.903	(199.961)	(21,4%)
Ingresos Financieros	166.169	313.100	(146.931)	(46,9%)
Gastos Financieros	(272.576)	(296.298)	23.722	(8,0%)
Resultado empresas relacionadas	310.833	509.580	(198.747)	(39,0%)
Otros Ingresos / (Gastos)	(69.583)	(49.917)	(19.666)	39,4%
Resultados por Unidades de Reajuste	(5.950)	217.683	(223.633)	(102,7%)
Utilidad Antes de Impuestos	864.835	1.630.051	(765.216)	(46,9%)
Impuestos	(15.487)	(18.536)	3.049	(16,4%)
Utilidad neta	849.348	1.611.515	(762.167)	(47,3%)

2.2. Análisis de Resultado

La utilidad del período antes de impuestos fue de M\$ 864.835, que representa una disminución de M\$ 765.216 equivalente a un 46,9% respecto al mismo período del año anterior. Esta diferencia se explica, entre otros factores, principalmente por:

Mayor margen bruto de M\$ 153.077 que representa un incremento de un 5,0% respecto al mismo período del año anterior. Este incremento se debe principalmente a un mayor margen de energía de M\$ 356.844, debido a un incremento de la venta física de energía de un 6,7%. Lo anterior se compensa con un menor margen de otros negocios de M\$ 203.767, el que se compone por un menor margen en servicios regulados por M\$ 141.560 producto de la entrada del decreto supremo N° 197, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 4 de diciembre de 2009, en que se fijaron las nuevas tarifas para los servicios asociados (menor margen en apoyos mutuos: M\$ 108.303, arriendo de medidores: M\$ 47.508, pagos fuera de plazo M\$ 17.734 y otros M\$ 1.584, mayor margen de corte y reposición por deuda M\$ 28.873 y venta de empalmes M\$ 4.696), además de un menor margen de servicios no regulados por M\$ 62.207 (menor margen en obras y servicios a terceros M\$ 47.406, negocio masivo M\$ 34.926, y mayor margen en otros no relacionados M\$ 20.125)

Mayores gastos de administración por M\$ 349.902, debido a una mayor dotación de personal por M\$ 70.613 y mayor gasto en servicios contratados de M\$ 279.289.

Menor resultado en otros ingresos y/o gastos de operación de M\$ 565.255, producido principalmente por la variación negativa de las unidades de reajuste M\$ 223.633, sobre las deudas en UF, producto de la variación positiva del IPC, menores resultados en empresas relacionadas por M\$ 198.747, menores ingresos financieros principalmente por convenios y pagos fuera de plazo por M\$ 146.931 y variación negativa de otros, producto de un mayor castigo de activo fijo por M\$ 18.741. Lo anterior compensado en parte por una variación positiva por menor gasto financiero en deudas bancarias a raíz de la disminución de tasas de interés por M\$ 23.722.

2.3. Principales Indicadores

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Indicador	Unidad	30-jun-10	30-jun-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	63.112	61.424	1.688	2,7%
Ventas físicas de energía	GWH	117	110	7,36	6,7%
Ventas monetarias de energía	M\$	12.469.448	14.378.202	(1.908.754)	(13,3%)
Compras monetarias de energía y peajes	M\$	(9.846.833)	(12.112.431)	2.265.598	(18,7%)
R.A.I.I.D.A.I.E.*	M\$	1.557.817	2.343.619	(785.802)	(33,5%)
Cobertura de gastos financieros	Veces	11,68	10,23	1,45	14,2%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,31	1,24	0,07	6,0%
Utilidad por acción	\$	4,57	8,66	(4,10)	(47,3%)

*R.A.I.I.D.A.I.E.: Resultado antes de impuestos, intereses, depreciación, amortización e ítems extraordinarios.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Los activos y pasivos de la empresa han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los Estados Financieros.

La variación del estado de situación durante el período se detalla a continuación:

	30-jun-10	31-dic-09	Variación	jun-10 / dic-09
Activos				
Activos Corrientes	6.760.254	6.965.261	(205.007)	(2,9%)
Activos No Corrientes	25.254.122	25.079.874	174.248	0,7%
Total Activos	32.014.376	32.045.135	(30.759)	(0,1%)
Pasivos				
Pasivos Corrientes	5.579.733	9.332.275	(3.752.542)	(40,2%)
Pasivos No Corrientes	8.039.611	4.553.394	3.486.217	76,6%
Patrimonio	18.395.032	18.159.466	235.566	1,3%
Total Pasivos	32.014.376	32.045.135	(30.759)	(0,1%)

3.1 Activos

Los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de M\$ 30.759 equivalente a un (0,1%), respecto a diciembre 2009, esto se presenta principalmente en:

Los activos corrientes presentan una disminución de M\$ 205.007, que se explica principalmente por:

- Disminución en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por M\$ 1.252.189, explicado principalmente por la recaudación de las cuentas asociadas a la energía.
- Disminución en los activos por impuesto por M\$ 85.509.
- Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas, principalmente por un mayor traspaso de los flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz de M\$ 874.952.
- Aumento en el efectivo y efectivo equivalente por M\$ 245.021.
- Aumento en otros activos no financieros por M\$ 10.687.

Los activos no corrientes presentan un aumento de M\$ 174.248, que se debe principalmente a:

- Aumento en las inversiones asociadas, contabilizadas por el método de la participación de M\$ 97.621.
- Aumento en las propiedades, plantas y equipos en M\$ 163.816, explicado por las inversiones netas, la depreciación y retiros del período.
- Disminución en los derechos por cobrar básicamente por los menores convenios no energéticos por M\$ 68.738.
- Disminución en los activos intangibles por M\$ 9.437.
- Disminución en las propiedades de inversión por M\$ 9.040.

3.2. Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio) presenta una disminución de M\$ 30.759, equivalente a un (0,1 %) respecto a diciembre 2009. Las principales variaciones son:

Los pasivos corrientes presentan una disminución de M\$ 3.752.542, explicado principalmente por:

- Disminución en préstamos financieros que devengan intereses por M\$ 3.329.296, explicado por la reclasificación de pasivos corrientes a pasivos no corrientes por renegociación de deuda.
- Disminución en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por M\$ 726.018, explicado principalmente por la disminución de proveedores de energía.
- Disminución en otros pasivos no financieros por M\$ 13.465.
- Aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas por M\$ 313.790, por servicios recibidos y compra de materiales a empresas relacionadas.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento de M\$ 3.486.217 equivalente a un 76,6%, explicado principalmente por:

- Aumento de los préstamos financieros por M\$ 3.457.449, debido a la reclasificación de pasivos corrientes a pasivos no corrientes por renegociación de deuda.
- Aumento de provisiones por beneficios a los empleados por M\$ 46.442, fundamentalmente por la aplicación de los cálculos actuariales en las provisiones de indemnización por años de servicio.
- Disminución en los pasivos por impuestos diferidos por M\$ 17.988 por efecto de la Ley Arica y crédito del 6% del activo inmovilizado.

El patrimonio de la compañía al 30 de junio de 2010, presenta un aumento respecto a diciembre 2009 de M\$ 235.566 equivalente a un 1,3%, consecuencia de un aumento en los resultados retenidos por M\$ 405.703 compensado con menores reservas del período por M\$ 170.137.

3.3. Indicadores

Indicador	30-06-2010	30-06-2009	31-12-2009
Liquidez Corriente:			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,21	---	0,75
Razón Ácida:			
(Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	1,21	---	0,75
Razón de Endeudamiento:			
(Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,74	---	0,76
Retorno de Dividendos (%):			
Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción	5,81%	---	6,26%
Deuda Corriente (%):			
Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	40,97%	---	67,21%
Deuda No Corriente (%):			
Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	59,03%	---	32,79%
Rentabilidad Patrimonial (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	4,65%	9,56%	---
Rentabilidad del Activo (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	2,65%	5,14%	---
Cobertura de gastos Financieros:			
(Ganancia (Pérdida) antes de impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	4,17	6,50	---

3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a junio de 2010 es de 1,21 veces, lo que representa un aumento de este coeficiente en 0,46 veces respecto a diciembre 2009, principalmente por la reclasificación de los préstamos bancarios desde el pasivo corriente al no corriente.

3.3.2 Razón ácida

La similitud de este ratio con la liquidez corriente, se debe a que el valor de los inventarios no es significativo dentro del total de los activos corrientes.

3.3.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento es de 0,74 veces a junio 2010, lo que representa una disminución de 0,02 veces respecto a diciembre 2009 y que se debe principalmente al aumento en el patrimonio por efecto de los resultados acumulados.

3.3.4 Cobertura de gastos financieros

La cobertura de los gastos financieros es de 4,17 veces y presenta una disminución de 2,33 veces respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a un menor resultado antes de impuesto por efecto de mayores costos de administración, menores márgenes de otros negocios y a una menor utilidad de las unidades de reajuste a junio 2010.

3.3.5 Deuda corriente y no corriente

Los índices de la deuda corriente y no corriente obtuvieron una variación compensada entre sí, al ser comparados con los índices del periodo anterior. Lo anterior debido principalmente a la reclasificación de la deuda bancaria hacia el pasivo no corriente por renegociación de préstamos.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad generó durante el período, un flujo neto positivo de M\$ 245.021. El cual se detalla de la siguiente forma:

	30-jun-10 M\$	30-jun-09 M\$	Variación	
			M\$	%
Flujos utilizados en la Operación	2.480.306	2.376.902	103.404	4,4%
Flujos utilizados en Financiamiento	(664.905)	(1.347.430)	682.525	(50,7%)
Flujos utilizados en Inversión	(1.570.380)	(983.756)	(586.624)	59,6%
Flujos neto del periodo	245.021	45.716	199.305	436,0%
Saldo inicial de efectivo	157.548	245.954	(88.406)	(35,9%)
Saldo Final de Efectivo	402.569	291.670	110.899	38,0%

4.1. Flujo Operacional

El flujo operacional de junio 2010 presenta una variación positiva respecto al flujo operacional del período 2009 en M\$ 103.404, debido principalmente a un menor pago a proveedores por M\$ 1.851.199 y un menor pago por otras actividades de operación por M\$ 102.011. Lo anterior se compensa con menores ingresos por los cobros a clientes por ventas y servicios por M\$ 1.684.918, menores reembolsos por impuestos a las ganancias por M\$ 200.992 y menores dividendos recibidos por M\$ 125.503.

4.2. Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta positiva de M\$ 682.525, originada por la disminución de dividendos pagados respecto a junio 2009 por M\$ 607.641 y la disminución en pago de interés por efecto de renegociación de deuda por M\$ 74.884.

4.3. Flujo de Inversión

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de M\$ 586.624, explicada por un efecto de traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz por M\$ 282.068, además de una mayor inversión en la compra de propiedades, planta y equipos por M\$ 304.556.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y transmisión de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

5.1.Descripción del mercado donde opera la Sociedad

EMELARI S.A. participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota.

5.1.1 Aspectos regulatorios

Los negocios de EMELARI S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 KW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 KW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

5.1.2. Mercado de distribución de electricidad

EMELARI S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 63.112 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 117 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio de 2010.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora del SING cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el cuarto trimestre de 2009, vía licitación pública, se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con Edelnor con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos, sector comercial asociado por los servicios y consumos y, en el sector industrial a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo eléctrico per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados.

Por cierto, es claro que si hubiese escasez en la oferta de energía, afectaría en las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas

y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. El último cálculo se efectuó en el año 2008.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo lo que permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente.

Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Supremo N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

5.1.3. Mercado de transmisión de electricidad

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios.

EMELARI S.A., en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de

electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantenimiento y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario al contar con un marco regulatorio estable, donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida por las distribuidoras. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

5.2.- Riesgo financiero

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto.

Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.2.1. Riesgo de tipo de cambio

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, CGE y a su vez EMELARI; han determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del segundo trimestre, la deuda financiera de EMELARI S.A. alcanzó a M\$8.678.181, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

30/06/2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.678.181	100%
Total deuda Financiera	8.678.181	100%

31/12/2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.550.028	100%
Total deuda Financiera	8.550.028	100%

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el presente período, se observa un impacto negativo de M\$ 7.681.

2010		UF	M\$
AL	No se amortiza en 6 meses	105.000	2.199.002
31-12-2009	Efecto amortización	302.667	19.544
Al 30/06/2010		105.000	2.226.227
Efecto por unidad de reajuste			-7.681

2009		UF	M\$
AL	No se amortiza en 6 meses	407.667	8.745.505
31-12-2008	Efecto amortización	5.334	-2.304
Al 30/06/2009		407.667	8.533.701
Efecto por unidad de reajuste			209.500

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la unidad de fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 22.262 para el período recién concluido.

5.2.2. Riesgo de tasa de interés

EMELARI S.A., posee al cierre del primer semestre de 2010, un 26% de la deuda financiera estructurada a tasa variable y el 74% restante a tasa fija.

30/06/2010	M\$	%
Deuda a tasa fija	6.435.775	74%
Deuda a tasa variable	2.242.406	26%
Total deuda Financiera	8.678.181	100%

31/12/2009	M\$	%
Deuda a tasa fija	846.452	10%
Deuda a tasa variable	7.703.576	90%
Total deuda Financiera	8.550.028	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$11.212 de mayor gasto por intereses.

5.2.3. Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en EMELARI S.A. es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

La deuda financiera de EMELARI S.A. posee un plazo promedio de 3 años y el 73% se ha estructurado a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 30/06/2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	2.612.108	7.015.206	0	9.627.314
Total	2.612.108	7.015.206	0	9.627.314
	27%	73%	0%	100%

M\$ al 31/12/2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	5.832.178	2.729.099	230.968	8.792.245
Total	5.832.178	2.729.099	230.968	8.792.245
	66%	31%	3%	100%

5.2.4. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 10% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Clientes
Residencial	42,44%	55.841
Industrial	19,07%	644
Comercial	28,94%	5.738
Otros	9,55%	889
Total	100%	63.112

2009	Ventas	Clientes
Residencial	43,18%	54.573
Industrial	20,92%	611
Comercial	27,88%	5.736
Otros	8,03%	854
Total	100%	61.774

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 36% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

5.2.5. Riesgo de liquidez

5.2.5.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta, es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación, es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el período enero – junio de 2010, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se pro+ duce un requerimiento a financiar del 67% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

5.2.5.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

5.2.6. Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 30 de junio de 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 30-06-2010 M\$	Valor Justo al 30-06-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.678.181	8.725.246	0,5%

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 30-06-2010 M\$	Valor Justo al 30-06-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.550.028	8.666.494	1,4%

5.3. - Control Interno

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.