
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE MARZO DE 2010

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 31 de Marzo 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 se compara con los saldos al 31 de diciembre de 2009, en cambio el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de Marzo de 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 31 de marzo de 2010, EMELARI S.A. suministra energía eléctrica directamente a 62.826 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 58 GWh lo que significó un incremento de 6,4%.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 31 de marzo de 2010 muestran una disminución de un 62,3% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M\$ 384.592.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual



2.1. Estado de Resultados

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

Resumido (M\$)	31-mar-10	31-mar-09	Var.	Var. %
Ventas de Energía	6.526.439	7.467.329	(940.890)	(12,6%)
Compras de Energía	(5.222.007)	(6.190.656)	968.649	(15,6%)
Margen de Energía	1.304.432	1.276.673	27.759	2,2%
Ingresos Otros Negocios	424.050	691.435	(267.385)	(38,7%)
Costos Otros Negocios	(161.454)	(320.201)	158.747	(49,6%)
Margen Otros Negocios	262.596	371.234	(108.638)	(29,3%)
Margen Bruto	1.567.028	1.647.907	(80.879)	(4,9%)
Costos de Administración y O&M	(983.728)	(833.302)	(150.426)	18,1%
Resultado Operacional sin Depreciación	583.300	814.605	(231.305)	(28,4%)
Depreciación	(209.530)	(209.061)	(469)	0,2%
Resultado Operacional	373.770	605.544	(231.774)	(38,3%)
Ingresos Financieros	86.505	151.385	(64.880)	(42,9%)
Gastos Financieros	(162.339)	(139.110)	(23.229)	16,7%
Resultado empresas relacionadas	177.250	270.114	(92.864)	(34,4%)
Otros Ingresos / (Gastos)	(41.121)	(40.791)	(330)	0,8%
Resultados por Unidades de Reajuste	14.039	206.437	(192.398)	(93,2%)
Utilidad Antes de Impuestos	448.104	1.053.579	(605.475)	(57,5%)
Impuestos	(63.512)	(32.767)	(30.745)	93,8%
Utilidad neta	384.592	1.020.812	(636.220)	(62,3%)

2.2. Análisis de Resultado

La utilidad del período antes de impuestos fue de M\$ 448.104, que representa una disminución de M\$ 605.475 equivalente a un 57,5% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por:

Menor margen bruto de M\$ 80.879 que representa una disminución de un 4,9% respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a un menor margen de otros negocios de M\$ 108.638 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, compensado con un mayor margen de energía de M\$ 27.759 debido a un incremento de la venta física de energía.

Mayores gastos de administración por M\$ 150.426 debido a una mayor dotación de M\$ 30.021, a un mayor gasto en servicios contratados de M\$ 131.116 y otros costos por M\$ 1.735, compensado con un menor costo en calibración por M\$ 12.417.

Menor resultado en utilidad antes de impuesto de M\$ 605.475, producido principalmente por el menor resultado positivo respecto al período anterior de las unidades de reajuste cuya variación negativa asciende a M\$ 192.398, menores resultados en empresas relacionadas por M\$ 92.864, menores ingresos financieros, principalmente por los pagos fuera de plazo por M\$ 64.880 y mayor gasto financiero por aumento en deudas bancarias por M\$ 23.229.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual



2.3. Principales Indicadores

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

	Unidad	31-mar-10	31-mar-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	62.826	61.339	1.487	2,4%
Ventas físicas de energía	GWH	58	55	3,53	6,4%
Ventas monetarias de energía	M\$	6.526.439	7.467.329	(940.890)	(12,6%)
Compras monetarias de energía y peajes	M\$	(5.222.007)	(6.190.656)	968.649	(15,6%)
R.A.I.I.D.A.I.E.	M\$	819.973	1.401.750	(581.777)	(41,5%)
Cobertura de gastos financieros	Veces	9,65	11,85	(2,19)	(18,5%)
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,29	1,25	0,04	3,0%
Utilidad por acción	\$	2,07	5,49	(3,42)	(62,3%)

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:

	31-mar-10	31-dic-09	Variación	mar-10 / dic-09
Activos				
Activos Corrientes	6.875.396	6.965.260	(89.864)	(1,3%)
Activos No Corrientes	25.191.383	25.079.875	111.508	0,4%
Total Activos	32.066.779	32.045.135	21.644	0,1%
Pasivos				
Pasivos Corrientes	5.586.649	9.332.275	(3.745.626)	(40,1%)
Pasivos No Corrientes	8.051.450	4.553.394	3.498.056	76,8%
Patrimonio	18.428.680	18.159.466	269.214	1,5%
Total Pasivos	32.066.779	32.045.135	21.644	0,1%

3.1 Activos

Los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M\$ 21.644 equivalente a un 0,1%, respecto al ejercicio anterior, esto se presenta principalmente en:

Los activos corrientes presentan una disminución de M\$ 89.864, que se explica principalmente por:

- Disminución en los deudores comerciales y otras cuentas por pagar por M\$ 585.829, compensado con un 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\$ 331.753, aumento en el efectivo y efectivo equivalente por M\$ 73.831, aumento en los activos por impuesto por M\$ 61.599 y aumento en otros activos no financieros por M\$ 29.989.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

Los activos no corrientes presentan un aumento de M\$ 111.508, que se debe principalmente a:

- Aumento en las inversiones asociadas, contabilizadas por el método de la participación de M\$ 124.075 y un aumento en las propiedades, plantas y equipos en M\$ 37.595. Todo lo anterior compensado con una disminución en los derechos por cobrar básicamente por los menores convenios no energéticos por M\$40.928, disminución en los activos intangibles por M\$4.718 y disminución en las propiedades de inversión por M\$4.521.

3.2. Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio) presenta un aumento de M\$ 21.644, equivalente a un 0,1 % respecto al ejercicio anterior. Las principales variaciones son:

Los pasivos corrientes presentan una disminución de M\$ 3.745.626, explicado principalmente por:

- Disminución en préstamos financieros que devengan intereses por M\$ 3.446.947, 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\$319.794, compensado con una disminución en las cuentas por pagar a entidades relacionadas por M\$ 13.682 y disminución en otros pasivos no financieros por M\$7.345.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento de M\$ 3.498.056 equivalente a un 76,8%, explicado principalmente por:

- Aumento de los préstamos por M\$ 3.454.381, 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\$23.214, fundamentalmente por la aplicación de los cálculos actuariales en las provisiones de indemnización por años de servicio.
- Aumento en los pasivos por impuestos diferidos por M\$20.394 por efecto de la Ley Arica y crédito del 6% del activo inmovilizado.

El patrimonio de la compañía al 31 de marzo de 2010, presenta un aumento respecto al ejercicio anterior de M\$ 269.214 equivalente a un 1,5%, consecuencia de un aumento en los resultados retenidos por M\$ 356.354 compensado con menores reservas del período por M\$ 87.140.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual



3.3. Indicadores

Indicador	31-03-2010	31-03-2009	31-12-2009
Liquidez Corriente:			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,23	---	0,75
Razón Ácida:			
(Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	1,23	---	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	6,21%	---	7,14%
Deuda Corriente (%):			
Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	40,96%	---	67,21%
Deuda No Corriente (%):			
Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	59,04%	---	32,79%
Rentabilidad Patrimonial (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	2,10%	6,10%	---
Rentabilidad del Activo (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	1,20%	3,22%	---
Cobertura de gastos Financieros:			
(Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	3,76	8,57	---

3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a marzo de 2010 es de 1,23 veces, lo que representa un aumento de este coeficiente en 0,48 veces respecto al ejercicio anterior, principalmente por la reclasificación de los préstamos bancarios desde el pasivo corriente al no corriente.

3.3.2 Razón ácida

La razón ácida presenta un aumento de 0,48 veces respecto al ejercicio anterior. 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, para ambos períodos.

3.3.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento es de 0,74 veces a marzo 2010, la disminución respecto al ejercicio anterior 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 3,76 veces y presenta una disminución de 4,81 veces respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a un menor resultado antes de impuesto por efecto de mayores costos de administración y menores márgenes de otros negocios y a un mayor gasto financiero respecto a marzo 2009.

3.3.5 Deuda corriente y no corriente

Los índices de la deuda corriente y no corriente obtuvieron una variación compensada 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\$ 73.831. El cual se detalla de la siguiente forma:

	31-mar-10	31-mar-09	Variación	
	M\$	M\$	M\$	%
Flujos utilizados en la Operación	707.156	858.556	(151.400)	(17,6%)
Flujos utilizados en Financiamiento	(51.602)	(154.296)	102.694	(66,6%)
Flujos utilizados en Inversión	(581.723)	(771.932)	190.209	(24,6%)
Flujos neto del periodo	73.831	(67.672)	141.503	(209,1%)
Saldo inicial de efectivo	157.548	245.954	(88.406)	(35,9%)
Saldo Final de Efectivo	231.379	178.282	53.097	29,8%

4.1. Flujo Operacional

El flujo operacional de marzo 2010 presenta una variación negativa respecto al flujo operacional del período 2009 en M\$ 151.400, debido principalmente a una disminución en el importe cobrado a clientes por M\$ 303.617 compensado con un aumento en el pago de impuesto a las ganancias por M\$ 49.247 y aumento en otras entradas y/o salidas de efectivo por M\$ 95.986.

4.2. Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta positiva de M\$ 102.694, originada por la disminución en los pagos de intereses a entidades relacionadas por efecto de menores traspasos de flujos desde la mesa de dinero de la matriz por M\$ 95.318, disminución en pago de interés por efecto de renegociación de deuda por M\$ 18.737, compensado con el aumento de dividendos pagados respecto a marzo 2009 por M\$ 11.361.

4.3. Flujo de Inversión

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de M\$ 190.209, que es explicada por un efecto neto entre el menor traspaso de los flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz por M\$ 7.654.770 y un mayor préstamo obtenido por M\$ 7.846.262.

5. POLÍTICA DE GESTIÓN 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 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 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 participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 62.826 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 58 GWh al cierre del período comprendido entre enero y marzo de 2010.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual



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 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 per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta 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.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual



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.

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. El sistema tarifario 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;
- 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.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual



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° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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, 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.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual



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, mantención 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.

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual



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 ha 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 primer trimestre, la deuda financiera de EMELARI alcanzó a M\$ 8.557.462, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.557.462	100%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera		0%
Total deuda financiera	8.557.462	100%

2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.550.028	100%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
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 positivo de M\$ 13.701.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

2010		UF	M\$
AL	No se amortiza en 3 meses	105.000	2.199.002
31-12-2009	Efecto amortización	302.667	19.544
Al 31/03/2010		105.000	2.204.845
Efecto por unidad de reajuste			13.701

2009		UF	M\$
AL	No se amortiza en 3 meses	407.667	8.745.505
31-12-2008	Efecto amortización	2.667	500
Al 31/03/2009		407.667	8.544.607
Efecto por unidad de reajuste			201.398

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\$ 22.048 para el período recién concluido.

5.2.2. Riesgo de tasa de interés

EMELARI posee un 26% de la deuda financiera estructurada a tasa variable y el 74% restante a tasa fija.

2010	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.346.124	74%
Deuda a tasa variable	2.211.338	26%
Total deuda Financiera	8.557.462	100%

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\$ 5.528 de mayor gasto por intereses.

5.2.3. Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en EMELARI 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.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

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.

El flujo que genera la deuda financiera de Emelari se ha estructurado en un 73% y 34% a largo plazo para los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente, mediante créditos bancarios como se indica en los siguientes cuadros:

M\$ al 31/03/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	2.590.355	7.015.206	0	0	0	9.605.561
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
Bonos	0	0	0	0	0	0
Total	2.590.355	7.015.206	0	0	0	9.605.561
	27%	73%	0%	0%	0%	100%

M\$ al 31/12/09	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	5.832.178	2.729.099	230.968	0	0	8.792.245
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
Bonos	0	0	0	0	0	0
Total	5.832.178	2.729.099	230.968	0	0	8.792.245
	66%	31%	3%	0%	0%	100%

5.3. 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 dos clientes más grandes equivalen a un 6% 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	42,69%	55.587
Industrial	20,05%	630
Comercial	28,62%	5.735
Otros	8,64%	874
Total	100%	62.826

2009	Ventas	Clientes
Residencial	43,18%	54.573
Industrial	20,92%	611
Comercial	27,88%	5.736
Otros	8,02%	854
Total	100%	61.774

Rut : 96.542.120-3
Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 45% 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.

5.4. Riesgo de liquidez

5.4.1. 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 – marzo 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 incrementa el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 67% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

Rut : 96.542.120-3
 Período : 01-01-2010 al 31-03-2010
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

5.4.2. 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.

5.5. 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 31 de marzo 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 31-03-2010 M\$	Valor Justo al 31-03-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.557.462	8.767.875	2,5%

Pasivos Financieros 2009 M\$	Valor Libro al 31-12-2009 M\$	Valor Justo al 31-12-2009 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.550.028	8.666.494	1,4%

5.6. 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.