**Análisis Razonado**
**Estados Financieros– Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.**
**Al 31 de marzo de 2013**

## I. Análisis del Estado de Situación Financiera

| | Mar-13 MM$ | Dic-12 MM$ | Diferencia MM$ | Variación % |
|---|---|---|---|---|
| Activos Corrientes | 33.670 | 30.955 | 2.715 | 9% |
| Activos No Corrientes | 199.472 | 198.959 | 513 | 0% |
| **Total Activos** | **233.142** | **229.914** | **3.228** | **1%** |
| Pasivos Corrientes | 48.623 | 47.814 | 809 | 2% |
| Pasivos No Corrientes | 20.035 | 20.413 | (378) | -2% |
| Patrimonio | 164.484 | 161.687 | 2.797 | 2% |
| **Total Pasivos y Patrimonio** | **233.142** | **229.914** | **3.228** | **1%** |

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$3.228 respecto de diciembre de 2012, explicado por un aumento en los Activos Corrientes de MM$2.715 y en los Activos No Corrientes de MM$513.

La variación positiva de los Activos Corrientes, se explica, por:

a) Mayor efectivo y Equivalente al Efectivo (MM$672), principalmente por mayor flujo en actividades de la Operación

b) Mayor saldo de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM$2.132), asociado principalmente a nuevas tarifas de distribución, que son retroactivas desde noviembre 2012.

Por otro lado, la variación positiva de los Activos No Corrientes es originada principalmente, por:

a) Disminución de Cuentas por Cobrar (MM$291), originado principalmente por el traspaso de la porción de corto plazo al Activo Corriente, de los créditos por Alumbrado Público de municipalidades y de anticipos otorgado a los empleados.

b) Aumento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM$1.082), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado con mayor depreciación de activos en servicio.

c) Disminución de Activos por Impuesto Diferidos (MM$273), originado principalmente por menor variación de las diferencias temporales entre diciembre del 2012 y marzo 2013.

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM$431 respecto de diciembre de 2012, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes (MM$809) y una disminución en los Pasivos No Corrientes (MM$378).

La variación positiva de los Pasivos Corrientes se explica, por:

a) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$2.111), principalmente por mayor provisión de dividendos y prestamos con Matriz

b) Disminución en Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM$961), producto de liquidación de beneficios anuales.

La disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

a) Menores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM$633), por traspaso del capital de los Bonos Serie A desde Pasivos No Corrientes al Corriente.

b) Mayores Pasivos por Impuestos Diferidos (MM$254), producto de un variación mayor en las diferencia temporal del activo fijo, entre diciembre 2012 y marzo 2013.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$2.797, respecto de diciembre de 2012, explicado por el resultado del periodo (MM$3.963), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimos (MM$1.189).

## Principales Indicadores:

| | | Unidad | Mar-13 | Dic-12 | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Liquidez | Liquidez Corriente (1) | Veces | 0,7 | 0,6 | 7,0% |
| | Razón Ácida (2) | Veces | 0,6 | 0,6 | 9,1% |
| Endeudamiento | Deuda / Patrimonio Neto (3) | Veces | 0,4 | 0,4 | -1,1% |
| | Cobertura Gastos Financieros (4) | Veces | 15,4 | 8,9 | 74,2% |
| Composición de pasivos | Deuda CP / Deuda Total (5) | % | 70,8% | 70,1% | 1,1% |
| | Deuda LP / Deuda Total (6) | % | 29,2% | 29,9% | (2,5%) |
| Actividad | Inversiones en activo fijo | MM$ | 2.596 | 13.156 | (80,3%) |
| | Rotación de inventarios (7) | Veces | 0,7 | 3,5 | (79,8%) |
| | Permanencia de inventarios (8) | Días | 517 | 105 | 394,0% |
| | Rotación de cuentas por cobrar (9) | Días | 41,3 | 71,3 | (42,2%) |
| Rentabilidad | Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10) | % | 9,72% | 2,84% | 242,0% |
| | Rentabilidad del Activo (anualizado) (11) | % | 6,85% | 2,01% | 240,9% |
| | Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12) | % | 14,85% | 5,64% | 163,2% |
| | Utilidad por acción (13) | $ | 0,0005 | 0,0006 | (12,9%) |

**Fórmulas:**

**(1) Liquidez Corriente:**

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

**(2) Razón Ácida:**

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

**(3) Deuda / Patrimonio:**

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

**(4) Cobertura Gastos Financieros:**

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

**(5) Deuda CP / Deuda Total:**

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

**(6) Deuda LP / Deuda Total:**

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

**(7) Rotación de Inventarios:**

$$= \left( \frac{\text{Inversión Total } **}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{ X } \left( \frac{\text{366 días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad considera MM$424 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 sólo MM$546.

**(8) Permanencia de Inventarios:**

$$= \left( \frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{ X } 366$$

**(9) Rotación Cuentas por Cobrar:**

$$= \left( \frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \text{ x } 1{,}19} \right) \text{ X } 360$$

**(10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):**

$$= \frac{\left( \frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left( \text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

**(11) Rendimiento del Activo (anualizado):**

$$= \frac{\left( \frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left( \text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

**(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):**

$$= \frac{\left( \frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{ X Resultado Bruto de la explotación *}}{\left( (\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

**(13) Utilidad por acción:**

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

## II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

| | Mar-13 MM$ | Mar-12 MM$ | Diferencia MM$ | Variación % |
|---|---|---|---|---|
| Ingresos de explotación | 26.020 | 23.456 | 2.564 | 11% |
| Materias primas y consumibles utilizados | (14.633) | (15.136) | 503 | (3%) |
| **Margen de contribución** | **11.387** | **8.320** | **3.067** | **37%** |
| Gasto por Beneficio a los Empleados | (1.985) | (1.787) | (198) | 11% |
| Otros gastos por naturaleza | (3.325) | (3.051) | (274) | 9% |
| **Resultado bruto de explotación** | **6.077** | **3.482** | **2.595** | **75%** |
| Gasto por Depreciación y Amortización | (1.117) | (1.048) | (69) | 7% |
| **Resultado de explotación** | **4.960** | **2.434** | **2.526** | **104%** |
| Resultado Financiero | (338) | (554) | 216 | -39% |
| Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación | 3 | 4 | (1) | (25%) |
| Otras Ganancias (Pérdidas) | 44 | 30 | 14 | 47% |
| Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto | 4.669 | 1.914 | 2.755 | 144% |
| Gasto por Impuestos a las Ganancias | (706) | (264) | (442) | 167% |
| **Ganancia (Përdida)** | **3.963** | **1.650** | **2.313** | **140%** |
| Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora | 3.963 | 1.650 | 2.313 | 140% |

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM$2.526, lo que se explica por:

a) Mayor margen de distribución por MM$2.316, incremento en las ventas físicas (2,58%), entrada en vigencia de nuevas tarifas de Distribución (VAD), y disminución en el precio de compra, que permite abaratar la compra de energía adicional que se produce por pérdida de energía en las redes.

b) Mayores Gastos del Personal por MM$198 principalmente por incremento en la dotación de personal.

c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$274), asociado principalmente a construcción de obras de terceros.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva de MM$216 comparado con el periodo anterior, principalmente por un aumento de los resultado (menor perdida) por Unidades de Reajuste (MM$271), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero- marzo 2013 (0,1%) versus periodo enero-marzo 2012 (1,3%).

3) Gasto por Impuestos a las Ganancias

Producto de la mayor utilidad antes de impuesto y aumento de la tasa de impuesto de primera categoría de 17% (tasa vigente en período enero – marzo 2012) a 20%.

4) Resultado del Período

La Sociedad al 31 de marzo de 2013 obtuvo utilidades por MM$3.963, lo que implicó un aumento de MM$ 2.313 respecto a igual periodo 2012.

## III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

| Flujo de Efectivo | Mar-13 MM$ | Mar-12 MM$ | Diferencia MM$ | Variación % |
|---|---|---|---|---|
| de la Operación | 3.759 | 8.136 | (4.377) | (54%) |
| de la Inversión | (3.026) | (3.475) | 449 | (13%) |
| de Financiación | (61) | (836) | 775 | (93%) |
| **Flujo neto del período** | **672** | **3.825** | **(3.153)** | **(82%)** |
| Variación en la tasa de cambio | - | (4) | 4 | (100%) |
| **Incremento (disminución)** | **672** | **3.821** | **(3.149)** | **(82%)** |
| Saldo Inicial | 3.714 | 4.170 | (456) | (11%) |
| **Saldo Final** | **4.386** | **7.991** | **(3.605)** | **(45%)** |

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$4.386.

La disminución del flujo neto del ejercicio respecto del 2012, se explica por:

1) Menor flujo positivo de efectivo por actividades de la Operación por menores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios y un mayor pago de proveedores por el suministro de bienes y servicios.

2) Menor flujo negativo de efectivo por actividades de inversión originado, principalmente por menor compra de propiedades, plantas y equipos.

3) Menor flujo negativo de efectivo en actividades de financiación, originado por menor pago de préstamos a entidades relacionadas.

## IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

## V. Principales Riesgos

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento

originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros y la "Ley 20-20", que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo

Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. La Sociedad no tendrá cambios que impliquen una disminución de sus tarifas por estos decretos. Más aún se produce un aumento sobre los ingresos de actividades ordinarias anuales de 5,0% ($ 4.400 millones al año).

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso y para mediados de año se esperan los dictámenes del Panel de Expertos, luego de que en marzo 2013 se presentaran las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Estas resoluciones serán posteriormente incluidas por la CNE para la determinación de los precios que posteriormente deban publicarse en el diario oficial mediante un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años. Se espera que para fines de 2013 se publique el mencionado decreto.

c) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 quedó respaldado con contratos, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realizará mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad y la relacionada Saesa conjuntamente con su filial Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado un par de procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Se espera que el primer proceso se inicie durante el primer semestre del 2013 y se adjudique dentro del mismo año, mientras que para el segundo proceso se espera se inicie durante el segundo semestre del 2013 y se adjudique durante el 2014.

d) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la

compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa fija Libo:

| ***Fecha suscripción*** | ***Monto USD MUSD*** | ***Monto CLP M$*** |
|---|---|---|
| 29-10-2012 | 12.589 | 5.942.262 |
| 15-11-2012 | 12.394 | 5.850.403 |

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a $).

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

2.2) Riesgos Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 49% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M$9.644 al período enero-marzo 2013.

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

| | 31/03/2013 | 31/03/2012 |
|---|---|---|
| Tasa Interés Protegida | 0% | 39% |
| Tasa Interés Fija | 100% | 61% |

2.4) Riesgos Liquidez.

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Actualmente, el 51% de la deuda financiera se encuentra estructurada a corto plazo, mediante créditos bancarios.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con en la Matriz (Eléctricas) y la relacionada (Saesa). Como política los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo

anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

**Cuentas por cobrar comerciales:**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado, dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

| | Venta de energía | Otros deudores |
|---|---|---|
| 91 a 180 | 3% | 33% |
| 181 a 270 | 39% | 66% |
| 271 a 360 | 69% | 66% |
| 361 o más | 100% | 100% |

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

**Activos de carácter financiero:**

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizaran en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

## VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar).

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que 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, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables, que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento, tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.