



**EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.**

**ESTADOS FINANCIEROS**

(Expresados en miles de pesos chilenos M\$)  
Correspondientes a los ejercicios terminados  
Al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.  
RUT: 96.849.700-6  
INDICE

---

## INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS

### ESTADOS FINANCIEROS

- ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
- ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION.
- ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
- ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

#### 1.- INFORMACION GENERAL.

#### 2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

- 2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.
- 2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.
- 2.3.- Transacciones en moneda extranjera.
- 2.4.- Información financiera por segmentos operativos.
- 2.5.- Propiedades, plantas y equipos.
- 2.6.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros..
- 2.7.- Activos intangibles.
- 2.8.- Activos financieros.
- 2.9.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.
- 2.10.- Efectivo y equivalentes al efectivo.
- 2.11.- Capital social.
- 2.12.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.
- 2.13.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.
- 2.14.- Provisiones.
- 2.15.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
- 2.16.- Reconocimiento de ingresos.
- 2.17.- Contrato de construcción.
- 2.18.- Distribución de dividendos.

#### 3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

- 3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.
- 3.2.- Riesgo financiero.
- 3.3.- Control Interno.

#### 4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.

#### 5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

#### 6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

#### 7.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.

- 7.1.- Saldo y transacciones con entidades relacionadas.
- 7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.

#### 8.- ACTIVOS INTANGIBLES.

**9.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS.**

- 9.1.- Información a considerar sobre los activos revaluados.
- 9.2.- Detalle de los rubros.
- 9.3.- Vidas útiles.
- 9.4.- Movimiento del ejercicio de reservas de revaluación de este rubro.
- 9.5.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos.
- 9.6.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.

**10.- IMPUESTOS DIFERIDOS.**

- 10.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.
- 10.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.
- 10.3.- Compensación de partidas.

**11.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.**

**12.- PROVISIONES.**

- 12.1.- Provisiones.
- 12.2.- Movimiento de las provisiones.

**13.- INGRESOS DIFERIDOS.**

- 13.1.- Detalle del rubro.
- 13.2.- Movimiento del rubro.

**14.- PATRIMONIO NETO.**

- 14.1.- Capital suscrito y pagado.
- 14.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.
- 14.3.- Política de Dividendos.
- 14.4.- Dividendos.
- 14.5.- Otras reservas.

**15.- INGRESOS.**

- 15.1.- Ingresos ordinarios.
- 15.2.- Otros ingresos de operación.

**16.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.**

- 16.1.- Gastos por naturaleza.
- 16.2.- Depreciación y amortización.
- 16.3.- Resultados financieros.

**17.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.**

- 17.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.
- 17.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.
- 17.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.
- 17.4.- Cuentas por cobrar por impuestos diferidos.

**18.- UTILIDAD POR ACCION.**

**19.- INFORMACION POR SEGMENTO.**

- 19.1.- Criterios de segmentación.
- 19.2.- Estado de situación patrimonial.
- 19.3.- Estado de resultados integrales.

**20.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.**

- 20.1.- Juicios y otras acciones legales.
- 20.2.- Sanciones administrativas.

**21.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.**

**22.- MEDIO AMBIENTE.**

**23.- HECHOS POSTERIORES.**

**24.- TRANSICION A LAS NIIF.**

- 24.1.- Bases de la transición a las NIIF.
- 24.2.- Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Sociedad.
- 24.3.- Conciliación del patrimonio neto a la fecha de transición.
- 24.4.- Conciliación del patrimonio neto, resultados y estado de flujos de efectivo de los últimos estados financieros anuales.
- 24.5.- Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.

PricewaterhouseCoopers  
RUT: 81.513.400-1  
Santiago de Chile  
Av. Andrés Bello 2711  
Torre La Costanera - Pisos 2, 3, 4 y 5  
Las Condes  
Teléfono: (56) (2) 940 0000  
www.pwc.cl

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 3 de marzo de 2010

Señores Accionistas y Directores  
Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Talca S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008, del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 y de los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Talca S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Talca S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y al 1 de enero de 2008, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas de Información Financiera de Chile/Normas Internacionales de Información Financiera.

  
Anthony J.F. Dawes  
Rut: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.

RUT: 96.849.700-6

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

(Expresado en miles de pesos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	172.581	178.661	100.913
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	6	2.234.979	2.279.538	1.709.688
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	1.656.936	632.000	1.824.631
Pagos Anticipados, Corriente		0	0	414
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	17	6.611	57.444	91.892
Otros Activos, Corriente		9.506	9.259	8.699
<b>Total Activos Corrientes en Operación</b>		<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>	<b>3.736.237</b>
<b>Total Activos Corrientes</b>		<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>	<b>3.736.237</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	6	82.086	70.016	26.505
Activos Intangibles, Neto	8	3.095.668	3.094.562	3.073.396
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	9	16.157.747	16.224.277	7.878.489
<b>Total Activos No Corrientes</b>		<b>19.335.501</b>	<b>19.388.855</b>	<b>10.978.390</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>23.416.114</b>	<b>22.545.757</b>	<b>14.714.627</b>

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.

RUT: 96.849.700-6

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

(Expresado en miles de pesos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	11	1.438.307	1.043.406	1.007.172
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	815.899	438.936	542.642
Provisiones, Corriente	12	28.074	31.499	25.263
Ingresos Diferidos, Corriente	13	1.586	3.338	2.683
<b>Total Pasivos Corrientes</b>		<b>2.283.866</b>	<b>1.517.179</b>	<b>1.577.760</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	11	44.763	46.536	46.592
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7	0	0	702.897
Pasivos por Impuestos Diferidos	10	1.361.024	1.367.867	142.733
Ingresos Diferidos, No Corriente	13	38.156	0	0
<b>Total Pasivos No Corrientes</b>		<b>1.443.943</b>	<b>1.414.403</b>	<b>892.222</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>3.727.809</b>	<b>2.931.582</b>	<b>2.469.982</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>				
Capital Emitido	14	8.983.973	8.983.973	8.249.745
Otras Reservas	14	5.880.134	6.053.057	0
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)		4.824.198	4.577.145	3.994.900
<b>Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio</b>				
<b>Neto de Controladora</b>		<b>19.688.305</b>	<b>19.614.175</b>	<b>12.244.645</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>		<b>19.688.305</b>	<b>19.614.175</b>	<b>12.244.645</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>		<b>23.416.114</b>	<b>22.545.757</b>	<b>14.714.627</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.**  
**RUT: 96.849.700-6**  
**ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008**  
**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION	Nota	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Ingresos Ordinarios, Total	15	10.328.850	9.386.249
Costo de Ventas	16	(8.530.786)	(7.809.054)
<b>Margen bruto</b>		<b>1.798.064</b>	<b>1.577.195</b>
Otros Ingresos de Operación, Total	15	263.663	301.935
Gastos de Administración	16	(527.786)	(380.254)
Costos Financieros	16	(1.582)	(10.529)
Resultados por Unidades de Reajuste	16	(8.190)	(10.363)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		(192.898)	(96.801)
Otras Ganancias (Pérdidas)		63.432	(2.813)
<b>Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto</b>		<b>1.394.703</b>	<b>1.378.370</b>
Ingreso (Gasto) por Impuesto a las Ganancias	17	(292.930)	(52.942)
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>1.101.773</b>	<b>1.325.428</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora		1.101.773	1.325.428
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>1.101.773</b>	<b>1.325.428</b>
<b>Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción</b>		<b>184,73</b>	<b>222,23</b>
Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción de Operaciones Continuas	18	184,73	222,23
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION	Nota	01-01-09 al 31-12-2009 M\$	01-01-08 al 31-12-2008 M\$
Ganancia (Pérdida)		1.101.773	1.325.428
Revalorizaciones de Propiedades, Plantas y Equipos	9	0	8.488.647
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		0	1.443.070
<b>Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto</b>		<b>0</b>	<b>7.045.577</b>
<b>Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales</b>		<b>1.101.773</b>	<b>8.371.005</b>
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		1.101.773	8.371.005
<b>Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales</b>		<b>1.101.773</b>	<b>8.371.005</b>



EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.

RUT: 96.849.700-6

**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008

(Expresado en miles de pesos (M\$))

**Año 2009**

Estado de cambios en el patrimonio neto	NOTA	Cambios en Capital Emitido	Cambios en Otras Reservas			Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Acciones Ordinarias	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias			
		Capital en Acciones						
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009		8.983.973	0	6.787.284	(734.227)	4.577.145	19.614.175	19.614.175
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>		<b>8.983.973</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>4.577.145</b>	<b>19.614.175</b>	<b>19.614.175</b>
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				0	0	1.101.773	1.101.773	1.101.773
Dividendos en Efectivo Declarados			0		0	1.343.488	1.343.488	1.343.488
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos			256.573			(256.573)	0	0
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		0	0	(429.496)	0	745.341	315.845	315.845
<b>Cambios en Patrimonio</b>		<b>0</b>	<b>256.573</b>	<b>(429.496)</b>	<b>0</b>	<b>247.053</b>	<b>74.130</b>	<b>74.130</b>
<b>Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009</b>	<b>14</b>	<b>8.983.973</b>	<b>256.573</b>	<b>6.357.788</b>	<b>(734.227)</b>	<b>4.824.198</b>	<b>19.688.305</b>	<b>19.688.305</b>

**Año 2008**

Estado de cambios en el patrimonio neto	NOTA	Cambios en Capital Emitido	Cambios en Otras Reservas			Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Acciones Ordinarias	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias			
		Capital en Acciones						
Saldo Inicial Periodo Anterior 01/01/2008		8.249.745	0	0	0	3.994.900	12.244.645	12.244.645
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>		<b>8.249.745</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.994.900</b>	<b>12.244.645</b>	<b>12.244.645</b>
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				7.045.577	0	1.325.428	8.371.005	8.371.005
Dividendos en Efectivo Declarados			0		0	1.013.012	1.013.012	1.013.012
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		734.228		(258.293)	(734.227)	269.829	11.537	11.537
<b>Cambios en Patrimonio</b>		<b>734.228</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>582.245</b>	<b>7.369.530</b>	<b>7.369.530</b>
<b>Saldo Final Ejercicio Anterior 31/12/2008</b>	<b>14</b>	<b>8.983.973</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>4.577.145</b>	<b>19.614.175</b>	<b>19.614.175</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.**

**RUT: 96.849.700-6**

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.**

**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.**

**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

<b>ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO</b>	<b>Nota</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>	<b>31-12-2008 M\$</b>
<b>Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones</b>			
Importes Cobrados de Clientes		12.343.515	10.469.022
Pagos a Proveedores		(8.584.688)	(8.937.310)
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido		(484.833)	(243.371)
Otros Cobros (Pagos)		0	0
<b>Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones</b>		<b>3.273.994</b>	<b>1.288.341</b>
<b>Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación</b>			
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Operación		37.579	134.157
Pagos por Intereses Clasificados como de Operaciones		(1.582)	(68.160)
Importes Recibidos por Impuestos a las Ganancias Devueltos		60.298	84
Pagos por Impuestos a las Ganancias		(291.419)	(288.820)
Otras Entradas (Salidas) Procedentes de Otras Actividades de Operación		116.079	257.934
<b>Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación</b>		<b>(79.045)</b>	<b>35.195</b>
<b>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación</b>		<b>3.194.949</b>	<b>1.323.536</b>
<b>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión</b>			
Reembolso de Anticipos de Préstamos en Efectivo y Préstamos Recibidos	7	7.187.360	1.205.196
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(877.930)	(747.361)
Pagos para Adquirir Activos Intangibles		(1.820)	(29.522)
Préstamos a empresas relacionadas	7	(8.165.152)	0
<b>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión</b>		<b>(1.857.542)</b>	<b>428.313</b>
<b>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación (Presentación)</b>			
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		0	(661.087)
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa		(1.343.487)	(1.013.014)
<b>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación</b>		<b>(1.343.487)</b>	<b>(1.674.101)</b>
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>		<b>(6.080)</b>	<b>77.748</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial		178.661	100.913
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final</b>	<b>5</b>	<b>172.581</b>	<b>178.661</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS  
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 y 2008.**

---

**1.- INFORMACION GENERAL.**

Empresa Eléctrica de Talca S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una filial de Grupo Emel, la cual es filial del Grupo CGE.

Empresa Eléctrica de Talca S.A. es una sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social en 2 Sur N° 1445 en la ciudad de Talca en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita con fecha 22 de marzo de 2005, en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0890.

Empresa Eléctrica de Talca S.A. tiene como objeto social principal el establecimiento, operación y explotación de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica en la VII Región del Maule, a través de concesiones para el transporte, distribución y suministro de energía eléctrica.

Los estados financieros de la Sociedad correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2009 y, posteriormente, presentados a la Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 6 de abril de 2009, quien aprobó los mismos. Estos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G. y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, los cuales no coinciden con los saldos del ejercicio 2008 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, debido a que éstos han sido reexpresados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH). En Nota N° 24 se detalla la reconciliación del patrimonio neto, resultados del ejercicio y flujos de efectivo.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria N° 106 del 3 de marzo de 2010, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

**2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.**

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros de las Empresas del Grupo EMEL, se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

**2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.**

Los presentes estados financieros de EMETAL S.A., han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Contabilidad, emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico, modificado por la revaluación de propiedades, plantas y equipos.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde el Grupo CGE.

En la preparación de estos estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. También se requiere que la Gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y

estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

## 2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.

Las siguientes NIIF e Interpretaciones del CINIIF publicadas han sido emitidas, las cuales no son de aplicación obligatoria a la fecha de emisión de los presentes estados financieros:

Normas y enmiendas	Contenido	Fecha de aplicación obligatoria (*)
NIIF 1: Revisada	Adopción por primera vez de las NIIF.	01 de julio de 2009
NIIF 3: Revisada	Combinación de negocio	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39	Elección de partidas cubiertas	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39 y CINIIF 9	Derivados implícitos.	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27	Estados financieros consolidados y separados	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIIF 2	Pagos basados en acciones. Aclaraciones acerca de su alcance.	01 de enero de 2010
Enmienda a la NIC 24	Partes relacionadas. Revelaciones.	01 de enero de 2011
Enmienda a la NIIF 1	Adopción por primera vez de las NIIF. Exención adicional.	01 de enero de 2010
Enmienda a la NIC 32	Clasificación de instrumentos financieros. Derechos de emisión.	01 de febrero de 2010
Enmiendas diversas.	Proyecto de mejoramiento 2009 sobre numerosos aspectos menores de diferentes NIC/NIIF, emitido en Abril de 2009.	01 de julio de 2009
NIIF 9	Instrumentos financieros. Guía para la clasificación y medición de instrumentos financieros.	01 de enero de 2013
NIIF para PyMEs	Normas para entidades pequeñas y medianas	01 de Julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 17	Distribución a los propietarios de activos no monetarios	01 de julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 18	Transferencia de activos desde clientes	01 de julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 19	Extinción de pasivos financieros utilizando instrumentos de patrimonio	01 de julio de 2010
Enmienda a la CINIIF 14	Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación.	01 de enero de 2011

(\*) Ejercicios iniciados a contar de la fecha indicada.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad.

## 2.3.- Transacciones en moneda extranjera.

### 2.3.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional y de presentación de Empresa Eléctrica de Talca S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros del Grupo Emel.

### 2.3.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados integrales, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, como es el caso de los derivados de estrategias de coberturas de flujos de efectivo, en caso de existir.

### 2.3.3.- Tipos de cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambio y valores de cierre, respectivamente:

Fecha	CL \$ / US\$	CL \$ / U.F.
31-12-2007	496,89	19.622,66
31-12-2008	636,45	21.452,57
31-12-2009	507,10	20.942,88

CL\$ = Pesos chilenos

US\$ = Dólar estadounidense

U.F. = Unidad de Fomento

### 2.4.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos, que son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, han sido identificados como el Comité de Ejecutivo Estratégico, que toma decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 19.

### 2.5.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

El resto de las propiedades, plantas y equipos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro, de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, plantas y equipos vayan

a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de reparaciones y mantenimientos se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los conceptos devengados únicamente durante el período de construcción, tales como, gastos por contratistas y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan directamente a la cuenta reserva por revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados integrales. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, plantas y equipos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

Los promedios de vidas útiles por familias de las propiedades, plantas y equipos son:

<b>Rubros</b>	<b>Años</b>
Líneas y Redes de Distribución	32
Líneas de Transmisión	42
Subestaciones y Equipo Eléctrico de Distribución	32
Subestaciones y Equipo Eléctrico de Transmisión	45
Transformadores de Distribución	40
Transformadores de Transmisión	40
Medidores de Distribución	20
Medidores de Transmisión	45
Edificios	50
Equipamientos de Tecnologías de la Información	3
Instalaciones Fijas y Accesorios	18
Vehículos de Motor	8

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de balance, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de las propiedades, plantas y equipos, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados integrales.

Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

## **2.6.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.**

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas

por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

## **2.7.- Activos intangibles.**

### **2.7.1.- Servidumbres.**

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos tiene una vida útil definida e indefinida. Los que tienen una vida útil indefinida no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida deberá ser objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

### **2.7.2.- Programas informáticos.**

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

## **2.8.- Activos financieros.**

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

La Sociedad hasta el cierre de estos estados financieros, solo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar; que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

## **2.9.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.**

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días, los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Se establece una provisión para

pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconocen con cargo al estado de resultados integrales en el rubro de Gastos de Administración. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce con crédito a la cuenta gastos de administración en el estado de resultados integrales.

#### **2.10.- Efectivo y equivalentes al efectivo.**

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasificarían como Préstamos en el Pasivo Corriente.

#### **2.11.- Capital social.**

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos de los ingresos obtenidos.

#### **2.12.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.**

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

#### **2.13.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.**

El gasto por impuesto a la renta del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que puedan compensar dichas diferencias.

#### **2.14.- Provisiones.**

Las provisiones para litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valorizan por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha del estado de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

#### **2.15.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.**

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y, como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

#### **2.16.- Reconocimiento de ingresos.**

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

##### **2.16.1.- Ventas de electricidad.**

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del ejercicio de consumo, además de incluir una estimación de energía eléctrica por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del ejercicio.

##### **2.16.2.- Ventas de bienes.**

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo

con el contrato de venta, el ejercicio de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

#### 2.16.3.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

#### 2.17.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance técnico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

#### 2.18.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

### 3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y subtransmisión 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.

#### 3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

EMETAL participa en el negocio de distribución y subtransmisión de energía eléctrica en la Región del Maule.

##### 3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMETAL, 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.

### **3.1.2.- Mercado de distribución de electricidad.**

EMETAL participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 24.222 clientes en la Región del Maule, con ventas físicas que alcanzaron a 84 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2009.

#### **Contratos de Suministro**

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la Sociedad cuenta con contrato de suministro a precio licitado con ENDESA Y GENER con vigencia desde enero 2010 y hasta el 2019 y 2024, respectivamente. En el intertanto, es abastecida de acuerdo a lo establecido en las disposiciones transitorias de la normativa vigente, que le permite comprar a precio regulado al conjunto de generadores del sistema.

#### **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.

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en el año 2005 en la legislación por la

Ley Corta II, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

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.

### **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 2010, 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% ± 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.

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 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.

### **3.1.3.- Mercado de transmisión de electricidad.**

El sistema de transmisión o de transporte de electricidad corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al dispuesto en la normativa, y cuya operación debe coordinarse según lo dispone la propia ley. En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

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 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 o a la inyección de energía producida por centrales generadoras.

Están sometidas a régimen de acceso abierto, todas las instalaciones de transmisión troncal y de subtransmisión, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Esto significa que los propietarios no pueden negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica, sin embargo, el CDEC puede limitar las inyecciones o retiros con el fin de coordinar la operación del sistema eléctrico. En los sistemas adicionales sólo están sometidas aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres creadas a favor de los concesionarios de líneas de transporte y subestaciones y las que usen bienes nacionales de uso público, siempre y cuando el CDEC determine la disponibilidad de capacidad técnica de transmisión, independiente de la capacidad contratada.

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

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se determina cada cuatro años, considerando instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento del 10% anual.

El peaje por subtransmisión consiste en un precio por unidad de energía y de potencia, que, adicionados a los precios de nudo, constituyen los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales de instalaciones

económicamente adaptadas a la demanda más los costos de la energía y la potencia inyectada. Este cobro es efectuado por las empresas propietarias, a los usuarios del sistema que transiten energía o potencia por las instalaciones.

El pago anual por el uso de sistemas de subtransmisión para centrales generadoras que inyecten directamente su producción, corresponde al valor esperado que resulta de ponderar la participación de las mismas en cada tramo del sistema. Este monto es descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

La tarifa resultante se determina considerando una tasa de descuento del 10% para la anualización de las inversiones, 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.

Las tarifas de subtransmisión vigentes fueron publicadas en el decreto N° 320, del 9 de enero de 2009, las que rigen por un período de 4 años.

### **Demanda**

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida. 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.

### **Precios**

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación fue regulada por la Ley N° 19.940-2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en el DFL N°4- 2006 de MINECON), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

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.

## **3.2.- 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, del cual es parte la Sociedad, en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

En particular, EMETAL S.A., no posee deuda financiera por lo que sus riesgos financieros son muy acotados.

### 3.2.1.- Riesgo de liquidez.

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 con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar financiamiento 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, el Grupo CGE cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de cualquiera de sus filiales.

### 3.2.2.- Riesgo de crédito.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente 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 el cliente más grande representa solamente un 1% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de cliente:

2009	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	32%	22.804
Industrial	57%	525
Comercial	7%	214
Otros	4%	679
	<b>100%</b>	<b>24.222</b>

2008	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	31%	21.981
Industrial	59%	509
Comercial	7%	208
Otros	3%	637
	<b>100%</b>	<b>23.335</b>

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.

### 3.3.- 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.

## 4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

#### Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros de la Sociedad.

#### 5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Efectivo en Caja	113.265	132.889	74.866
Saldos en Bancos	59.316	45.772	26.047
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>172.581</b>	<b>178.661</b>	<b>100.913</b>

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

No existe variación entre el efectivo y efectivo equivalente presentados en el estado de situación financiera con respecto al presentado en el estado de flujo de efectivo.

#### 6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			Saldo al		
	Corriente			No corriente		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Neto	1.831.461	2.146.138	1.706.004	82.086	70.016	26.505
Otras Cuentas por Cobrar, Neto	403.518	133.400	3.684	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2.234.979</b>	<b>2.279.538</b>	<b>1.709.688</b>	<b>82.086</b>	<b>70.016</b>	<b>26.505</b>

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			Saldo al		
	Corriente			No corriente		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Bruto	2.222.823	2.312.125	1.770.256	82.086	70.016	26.505
Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	403.518	133.400	3.684	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2.626.341</b>	<b>2.445.525</b>	<b>1.773.940</b>	<b>82.086</b>	<b>70.016</b>	<b>26.505</b>

Importe en Libros de Deudores Comerciales, Otras cuentas por cobrar Deteriorados	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales	391.362	165.987	64.252
<b>Total</b>	<b>391.362</b>	<b>165.987</b>	<b>64.252</b>

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difieren de manera significativa de los saldos presentados en los estados financieros. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le

adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza autorizadas por la reglamentación eléctrica.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Sociedad no solicita colaterales en garantía.

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Provisión Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Vencidos y No Pagados con Deterioro	Saldo al	
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Saldo Inicial	165.987	64.252
Aumento del ejercicio (provisión)	225.375	101.735
<b>Saldo Final</b>	<b>391.362</b>	<b>165.987</b>

Monto de Cualquier Pérdida por Deterioro Relacionada (Efecto en resultado del periodo de la provisión)	Saldo al	
	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Deudores Comerciales	225.375	101.735
<b>Total</b>	<b>225.375</b>	<b>101.735</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar Vencidos	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	970.101	1.225.346	968.645
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	69.805	40.640	22.269
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	96.973	80.856	27.855
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	230.918	189.190	90.360
<b>Total Deudores Comerciales Vencidos</b>	<b>1.367.797</b>	<b>1.536.032</b>	<b>1.109.129</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	1.005.840	676.989	607.164
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	103.197	75.366	29.174
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	149.507	157.138	28.473
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	82.086	70.016	26.505
<b>Total Deudores Comerciales por vencer</b>	<b>1.340.630</b>	<b>979.509</b>	<b>691.316</b>

#### Calidad Crediticia:

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y, por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora y sumado a que en Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

El valor libros de deudores comerciales renegociados es el siguiente:

Valor Libros de deudores comerciales renegociados	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Convenios de deudores energéticos	158.118	78.195	24.061
<b>Total Valor Libros de deudores comerciales renegociados</b>	<b>158.118</b>	<b>78.195</b>	<b>24.061</b>

## 7.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro para estas transacciones.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con entidades relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, las cuales no se entienden como transacciones.

### 7.1.-Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

#### 7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al						
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes			
							31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	A la vista	Accionista	CL \$		559.608	1.764.804		0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	50.730	56.695	58.244		0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	17	3.884	133		0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	24	51	70		0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	29.866	11.762	1.380		0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	A la vista	Indirecta	CL \$	1.573.397	0	0		0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.693	0	0		0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	0	0		0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	209	0	0		0	0	0
<b>Total</b>							<b>1.656.936</b>	<b>632.000</b>	<b>1.824.631</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

No existen provisiones de cuentas por cobrar debido a que el plazo máximo de cobro es a 90 días de efectuada la facturación.

#### 7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al						
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes			
							31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	0	3.490	2.230		0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	0	318	329		0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	806.238	119.074	213.008		0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	315.526	327.053		0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	A la vista	Matriz	CL \$	0	0	0		0	0	702.897
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.549	176	2		0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	16	0	20		0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	226	0	0		0	0	0
96.719.210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	352	0		0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	499	0	0		0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.486	0	0		0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.885	0	0		0	0	0
<b>Total</b>							<b>815.899</b>	<b>438.936</b>	<b>542.642</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>702.897</b>

### 7.1.3.- Transacciones con entidades relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Transacciones								
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/ Abono	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/ Abono
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	804.814	0	650.414	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	613.093	(613.093)	595.096	(595.096)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	80.076	(80.076)	89.183	(89.183)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	1.567.452	5.965	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	0	0	26.350	(26.350)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	0	0	729.247	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	30.177	25.358	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz	Venta de materiales	26.492	0	3.681	0
96.719.210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arrendos	1.178	(1.178)	4.361	(4.361)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	589.660	(30.052)	1.205.196	134.157
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	2.518	(2.518)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	744	(744)	190	(190)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	144	144	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	2.263	2.263	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	3.770	(3.770)	0	0

### 7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Emetal S.A. lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

Esta Sociedad se encuentra administrada por el equipo gerencial de Emelectric S.A.

#### 7.2.1.- Remuneración del Directorio.

El Directorio de la Sociedad no es remunerado.

### 8.- ACTIVOS INTANGIBLES.

Este rubro está compuesto principalmente por programas informáticos y servidumbres. Su detalle al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Clases de Activos Intangibles, Neto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables, Neto</b>	<b>3.095.668</b>	<b>3.094.562</b>	<b>3.073.396</b>
Programas Informáticos, Neto	0	0	8.011
Servidumbres, Neto	3.095.668	3.094.562	3.065.385
<b>Activos Intangibles, Neto</b>	<b>3.095.668</b>	<b>3.094.562</b>	<b>3.073.396</b>
Clases de Activos Intangibles, Bruto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables, Bruto</b>	<b>3.145.927</b>	<b>3.144.452</b>	<b>3.114.931</b>
Programas Informáticos, Bruto	49.545	49.546	49.546
Servidumbres, Bruto	3.096.382	3.094.906	3.065.385
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>	<b>3.145.927</b>	<b>3.144.452</b>	<b>3.114.931</b>
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
<b>Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles Identificables</b>	<b>50.259</b>	<b>49.890</b>	<b>41.535</b>
Amortización Acumulada y Deterioro de Valor, Programas Informáticos	49.545	49.546	41.535
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Otros Activos Intangibles Identificables	714	344	0
<b>Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles, Total</b>	<b>50.259</b>	<b>49.890</b>	<b>41.535</b>

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro intangible al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Vidas Útiles Estimadas o Tasas de Amortización	Vida	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida o Tasa para Programas Informáticos	Años	4	4
Vida o Tasa para Otros Activos Intangibles	Años	5	20

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Movimientos en Activos Intangibles Identificables	2009		
	Programas Informáticos, Neto M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles Identificables, Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/09	0	3.094.562	3.094.562
Adiciones	0	1.820	1.820
Amortización	0	714	714
Cambios, Total	0	1.106	1.106
<b>Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2009</b>	<b>0</b>	<b>3.095.668</b>	<b>3.095.668</b>

Movimientos en Activos Intangibles	2008		
	Programas Informáticos, Neto M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles Identificables, Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/08	8.011	3.065.385	3.073.396
Adiciones	0	29.522	29.522
Amortización	8.011	345	8.356
Cambios, Total	(8.011)	29.177	21.166
<b>Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2008</b>	<b>0</b>	<b>3.094.562</b>	<b>3.094.562</b>

El detalle de las vidas de las clases de intangibles al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Vida Clases de Activos Intangibles, Neto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Activos Intangibles de Vida Finita, Neto	13.205	13.919	8.011
Activos Intangibles de Vida Indefinida, Neto	3.082.463	3.080.643	3.065.385
<b>Activos Intangibles, Neto</b>	<b>3.095.668</b>	<b>3.094.562</b>	<b>3.073.396</b>

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Detalle de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos	Importe en Libros de Activo Individual Intangible Significativo M\$	Explicación del Periodo de Amortización Restante de Activo Intangible Individual Identificable Significativo
Servidumbres	3.082.463	Vida util indefinida
Otros	13.205	Vida util definida
<b>Total</b>	<b>3.095.668</b>	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en gastos de administración, al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es de M\$ 714 y M\$ 8.356, respectivamente.

### Activos intangibles con vida útil indefinida

#### Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

La vida útil de todos los activos intangibles indefinidos previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente, de acuerdo con la política contable que se describe en nota 2.7.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en los ejercicios 2009 y 2008 fue de 9,5%.

## Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados

Las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile, provienen de los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12. No existen intangibles identificables registrados por este concepto.

## 9.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

### 9.1.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad planta y equipos son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y siempre al menos cada tres años. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2008 para los Edificios y Terrenos.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios del tasador independiente ALV & Asociados Consultores.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2008 asciende a 4,1 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en párrafo anterior, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg, que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado fue una Tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

En caso que se hubiera reconocido según el modelo del costo, los valores libros de los bienes revaluados serían los siguientes:

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Terrenos	17.897	17.897
Edificios	9.483	9.568
Planta y equipos	6.359.437	6.694.407
<b>Total</b>	<b>6.386.817</b>	<b>6.721.872</b>

El detalle de Valor libros del activo fijo no revaluado según el modelo del costo es el siguiente:

Valor de libros del activo fijo no revaluado según el modelo del costo	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Construcciones en curso	114.650	254.263
Equipamiento de tecnología de la información	935	0
Instalaciones fijas y accesorios	22.915	10.919
Planta y equipos	1.972.445	1.059.773
<b>Total</b>	<b>2.110.945</b>	<b>1.324.955</b>

## 9.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008:

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Construcciones en curso	114.650	254.263	1.115.284
Terrenos	17.897	17.897	17.897
Edificios	14.385	14.845	9.621
Planta y equipos	15.703.458	15.735.373	6.718.522
Subestaciones de poder	1.343.416	1.383.398	382.199
Subestaciones de distribución	1.971.803	1.898.655	1.397.684
Líneas y redes de media y baja tensión	12.341.988	12.423.995	4.917.743
Medidores	46.251	29.325	20.896
Equipamiento de tecnología de la información	935	0	0
Instalaciones fijas y accesorios	22.915	10.919	15.752
Equipos de comunicaciones	22.915	10.919	15.752
Otras propiedades, plantas y equipos	283.507	190.980	1.413
<b>Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto</b>	<b>16.157.747</b>	<b>16.224.277</b>	<b>7.878.489</b>

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Construcciones en curso	114.650	254.263	1.115.284
Terrenos	17.897	17.897	17.897
Edificios	25.908	25.908	20.224
Planta y equipos	22.239.705	21.685.727	12.155.082
Subestaciones de poder	1.503.170	1.503.169	496.607
Subestaciones de distribución	3.306.453	3.121.785	2.576.289
Líneas y redes de media y baja tensión	17.369.163	17.019.354	9.045.360
Medidores	60.919	41.419	36.826
Equipamiento de tecnología de la información	984	0	0
Instalaciones fijas y accesorios	44.418	26.858	26.858
Equipos de comunicaciones	44.418	26.858	26.858
Otras propiedades, plantas y equipos	283.507	190.980	1.413
<b>Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto</b>	<b>22.727.069</b>	<b>22.201.633</b>	<b>13.336.758</b>

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Edificios	11.523	11.063	10.603
Planta y equipos	6.536.247	5.950.354	5.436.560
Subestaciones de poder	159.754	119.771	114.408
Subestaciones de distribución	1.334.650	1.223.130	1.178.605
Líneas y redes de media y baja tensión	5.027.175	4.595.359	4.127.617
Medidores	14.668	12.094	15.930
Equipamiento de tecnología de la información	49	0	0
Instalaciones fijas y accesorios	21.503	15.939	11.106
Equipos de comunicaciones	21.503	15.939	11.106
<b>Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto</b>	<b>6.569.322</b>	<b>5.977.356</b>	<b>5.458.269</b>

El ítem Otras Propiedades, plantas y equipos está compuesto por los bienes que se encuentran para ser utilizados en Construcciones de plantas y equipos y no están sujetos a depreciación dado que no están incorporados a una instalación en uso.

### 9.3.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes.

Método Utilizado para la Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo (Años)	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida para edificios	40	60
Vida para planta y equipo	20	45
Vida para equipamiento de tecnologías de la información	3	3
Vida para instalaciones fijas y accesorios	10	25
Vida para vehículos de motor	5	10

### 9.4.- Movimiento del ejercicio de reservas de revaluación de este rubro.

El movimiento del ejercicio de las reservas de revaluación de éste rubro, es el siguiente:

Reserva de revaluación	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>6.787.284</b>	<b>0</b>
Reserva revaluación	0	8.488.647
Retiros de activo fijo revaluado	151.518	0
Reciclaje desde Reserva Revaluacion a Utilidades Acumuladas	365.947	311.196
Menos: Impuesto diferido	(87.969)	1.390.167
<b>Movimiento del ejercicio</b>	<b>(429.496)</b>	<b>6.787.284</b>
<b>Saldo final</b>	<b>6.357.788</b>	<b>6.787.284</b>

### 9.5.- Otros antecedentes sobre propiedades, plantas y equipos.

Informaciones Adicionales a Revelar sobre Propiedades, Planta y Equipos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación	721.194	470.686	0

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que éste fuera utilizado por la Compañía.



9.5.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos, por clases al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

Movimiento año 2009		Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		254.263	17.897	14.845	15.735.373	0	10.919	190.980	16.224.277
Cambios	Adiciones	721.194	0	0	25.912	0	17.560	36.719	801.385
	Retiros		0	0	(192.898)	0	0	0	(192.898)
	Gasto por Depreciación			(460)	(668.944)	(49)	(5.564)	0	(675.017)
	Otros Incrementos (Decrementos)	(860.807)	0	0	804.015	984	0	55.808	0
	<b>Total Cambios</b>	<b>(139.613)</b>	<b>0</b>	<b>(460)</b>	<b>(31.915)</b>	<b>935</b>	<b>11.996</b>	<b>92.527</b>	<b>(66.530)</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2009</b>		<b>114.650</b>	<b>17.897</b>	<b>14.385</b>	<b>15.703.458</b>	<b>935</b>	<b>22.915</b>	<b>283.507</b>	<b>16.157.747</b>

Movimiento año 2008		Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2008		1.115.284	17.897	9.621	6.718.522	0	15.752	1.413	7.878.489	
Cambios	Adiciones	470.686	0	0	0	0	0	189.567	660.253	
	Retiros		0	0	(149.584)	0	0	0	(149.584)	
	Gasto por Depreciación			(460)	(648.235)	0	(4.833)	0	(653.528)	
	Incrementos (Decrementos) por Revaluación y por Pérdidas por Deterioro del Valor Reconocido en el Patrimonio Neto			0	5.684	8.482.963	0	0	0	8.488.647
	<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>		<b>0</b>	<b>5.684</b>	<b>8.482.963</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8.488.647</b>	
	Otros Incrementos (Decrementos)	(1.331.707)	0	0	1.331.707	0	0	0	0	
<b>Total Cambios</b>	<b>(861.021)</b>	<b>0</b>	<b>5.224</b>	<b>9.016.851</b>	<b>0</b>	<b>(4.833)</b>	<b>189.567</b>	<b>8.345.788</b>		
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2008</b>		<b>254.263</b>	<b>17.897</b>	<b>14.845</b>	<b>15.735.373</b>	<b>0</b>	<b>10.919</b>	<b>190.980</b>	<b>16.224.277</b>	

9.6.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.

La Sociedad ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente del sector eléctrico, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

**10.- IMPUESTOS DIFERIDOS.**

10.1.- Activos y pasivos por impuesto diferidos.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Activos por impuestos diferidos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones.	180	7.249	26.019
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos).	9.299	10.723	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones.	72.174	34.442	20.330
<b>Activos por impuestos diferidos</b>	<b>81.653</b>	<b>52.414</b>	<b>46.349</b>

  

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones.	116.949	10.598	174.581
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Plantas y Equ	1.302.198	1.390.167	0
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Créditos Fiscales.	23.530	19.516	14.501
<b>Pasivos por impuestos diferidos</b>	<b>1.442.677</b>	<b>1.420.281</b>	<b>189.082</b>

10.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.

Los movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera son los siguientes:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Activos por impuestos diferidos, Saldo inicial	52.414	46.349
Incremento (Decremento) en Activos Impuestos Diferidos	1.691.714	6.065
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, Total</b>	<b>1.691.714</b>	<b>6.065</b>
<b>Activos por impuestos diferidos, Saldo final</b>	<b>1.744.128</b>	<b>52.414</b>

  

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo inicial	1.420.281	189.082
Incremento (Decremento) en Pasivo por Impuestos Diferidos	1.684.871	1.231.199
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, Total</b>	<b>1.684.871</b>	<b>1.231.199</b>
<b>Pasivos por impuestos diferidos, Saldo final</b>	<b>3.105.152</b>	<b>1.420.281</b>

10.3.- Compensación de partidas:

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria, a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
<b>Al 31-12-09</b>			
- Activos por impuestos diferidos	1.744.128	(1.744.128)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	3.105.152	(1.744.128)	1.361.024
<b>Total pasivo neto</b>	<b>(1.361.024)</b>	<b>0</b>	<b>(1.361.024)</b>
<b>Al 31-12-08</b>			
- Activos por impuestos diferidos	52.414	(52.414)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.420.281)	(52.414)	1.367.867
<b>Total pasivo neto</b>	<b>(1.367.867)</b>	<b>0</b>	<b>(1.367.867)</b>
<b>Al 01-01-08</b>			
- Activos por impuestos diferidos	46.349	(46.349)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(189.082)	(46.349)	142.733
<b>Total pasivo neto</b>	<b>(142.733)</b>	<b>0</b>	<b>(142.733)</b>

## 11.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Acreedores y Otras Cuentas Por Pagar	Saldos al					
	Corriente			No Corriente		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Proveedores de energía	1.219.584	752.618	754.758	0	0	0
Retenciones	66.363	112.649	82.814	0	0	0
Otras Cuentas Por Pagar	152.360	178.139	169.600	44.763	46.536	46.592
<b>Total</b>	<b>1.438.307</b>	<b>1.043.406</b>	<b>1.007.172</b>	<b>44.763</b>	<b>46.536</b>	<b>46.592</b>

El valor justo de los acreedores y otras cuentas por pagar no difiere de manera significativa de su valor de libros.

## 12.- PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

### 12.1.- Provisiones.

Clase de provisiones	Saldos al					
	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Provisión de reclamaciones legales	28.074	31.499	25.263	0	0	0
<b>Total</b>	<b>28.074</b>	<b>31.499</b>	<b>25.263</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### Provisión de reclamaciones legales

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra Emetal S.A. por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo.

## 12.2.- Movimiento de las provisiones. Corrientes y no corrientes.

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales M\$	Total M\$
Saldo inicial 01/01/09	31.499	31.499
<b>Movimientos en provisiones</b>		
Incremento (decremento) en provisiones existentes	12.997	12.997
Provisión utilizada	(11.248)	(11.248)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(5.174)	(5.174)
<b>Cambios en provisiones, total</b>	<b>(3.425)</b>	<b>(3.425)</b>
<b>Provisión total, saldo final 31/12/09</b>	<b>28.074</b>	<b>28.074</b>

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales M\$	Total M\$
Saldo inicial 01/01/08	25.263	25.263
<b>Movimientos en provisiones</b>		
Incremento (decremento) en provisiones existentes	4.377	4.377
Provisión utilizada	(3.723)	(3.723)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	5.582	5.582
<b>Cambios en provisiones, total</b>	<b>6.236</b>	<b>6.236</b>
<b>Provisión total, saldo final 31/12/08</b>	<b>31.499</b>	<b>31.499</b>

## 13.- INGRESOS DIFERIDOS.

### 13.1.- Detalle del rubro.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle de Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Ingresos diferidos por apoyos en postación	1.586	3.338	2.683
Subsidios	38.156	0	0
<b>Total ingresos diferidos corrientes y no corrientes</b>	<b>39.742</b>	<b>3.338</b>	<b>2.683</b>

### 13.2.- Movimiento del rubro.

El movimiento de este rubro por el ejercicio al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
<b>Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes</b>	<b>3.338</b>	<b>2.683</b>
Adiciones	73.631	40.389
Imputación a resultados	37.227	39.734
<b>Saldo final ingresos diferidos corrientes y no corrientes</b>	<b>39.742</b>	<b>3.338</b>

## 14.- PATRIMONIO NETO.

### 14.1.- Capital suscrito y pagado.

El objetivo de Emetal S.A. al administrar el capital, es el de salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus

accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: flujos de la operación, y otros.

Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.983.973.

#### 14.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2009 el capital de la Sociedad está representado por 5.964.265 acciones sin valor nominal.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los ejercicios presentados.

#### 14.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 9 de abril de 2008, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 50% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2008.

El Directorio con fecha 17 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 6 de abril de 2009 la intención de distribuir a lo menos el 30% de las utilidades distribuibles del ejercicio 2009, mediante tres dividendos provisorios y un dividendo definitivo, moción que fue aprobada por la Junta de Accionistas.

El cumplimiento del programa antes señalado quedó condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

#### 14.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 9 de abril de 2008, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 2 de \$ 54,890594 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2007 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 79 de fecha 28 de mayo de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 3 de \$ 47,5985 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 26 de junio de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 83 de fecha 27 de agosto de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 4 de \$ 35,828 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 87 de fecha 26 de noviembre de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 5 de \$ 31,53 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 17 de diciembre de 2008

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 91 de fecha 17 de marzo de 2009, aprobó el pago del dividendo definitivo N°6 de \$ 52,956083 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2009.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 95 de fecha 27 de mayo de 2009, aprobó el pago del primer dividendo provisorio N°7 de \$ 50,30 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 99 de fecha 26 de agosto de 2009, aprobó el pago del segundo dividendo provisorio N°8 de \$ 78,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 102 de fecha 20 de noviembre de 2009, aprobó el pago del tercer dividendo provisorio N°9 de \$ 43,3 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009.

El detalle de los dividendos pagados al 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de pago	Pesos por acción	M\$ Dividendo	Imputación Año
2	Definitivo	28-04-2008	54,890594	327.382	2007
3	Provisorio	26-06-2008	47,598500	283.890	2008
4	Provisorio	30-09-2008	35,828000	213.688	2008
5	Provisorio	17-12-2008	31,530000	188.053	2008
6	Definitivo	28-04-2009	52,956083	315.844	2008
7	Provisorio	24-06-2009	50,300000	300.003	2009
8	Provisorio	29-09-2009	78,700000	469.388	2009
9	Provisorio	23-12-2009	43,300000	258.253	2009

#### 14.4.- Otras reservas.

El detalle de otras reservas al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Estado de cambios en el patrimonio neto	Cambios en Otras Reservas			Cambios en Otras Reservas Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total
	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	0	6.787.284	(734.227)	6.053.057
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>6.053.057</b>
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos	256.573			256.573
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	(429.496)	0	(429.496)
<b>Cambios en Patrimonio</b>	<b>256.573</b>	<b>(429.496)</b>	<b>0</b>	<b>(172.923)</b>
<b>Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009</b>	<b>256.573</b>	<b>6.357.788</b>	<b>(734.227)</b>	<b>5.880.134</b>

Estado de cambios en el patrimonio neto	Cambios en Otras Reservas			Cambios en Otras Reservas Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total
	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	0	0	0	0
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		7.045.577	0	7.045.577
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	(258.293)	(734.227)	(992.520)
<b>Cambios en Patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>6.053.057</b>
<b>Saldo Final Periodo Anterior 31/12/2008</b>	<b>0</b>	<b>6.787.284</b>	<b>(734.227)</b>	<b>6.053.057</b>

#### 14.4.1.- Reservas para dividendos propuestos.

Corresponde al fondo para dividendos eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Juntas de Accionistas.

#### 14.4.2.- Reservas por revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, los cuales se presentan netos de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las utilidades retenidas.

#### 14.4.3.- Otras reservas varias.

Corresponde a la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

De acuerdo con la NIC N° 16, se ha transferido desde Reservas por Revaluación incluidas bajo el rubro “Cambios en Otras Reservas” a Utilidades Acumuladas del rubro “Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)” del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto la diferencia entre la depreciación calculada sobre el valor revaluado del activo y la calculada sobre su costo original.

## 15.- INGRESOS

### 15.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Ingresos Ordinarios	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
<b>Ventas</b>	<b>9.795.704</b>	<b>9.048.071</b>
Venta de energía	9.701.492	8.906.868
Venta de mercaderías, materiales y equipos	94.212	141.203
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>533.146</b>	<b>338.178</b>
Peajes y transmisión	211.512	48.971
Arriendo de equipos de medida	8.592	8.097
Servicios de Mantenimiento de equipos a clientes	11.879	4.325
Apoyos en postación	44.301	40.905
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas	198.704	180.446
Otras prestaciones	58.158	55.434
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>10.328.850</b>	<b>9.386.249</b>

### 15.2.- Otros ingresos de operación.

El siguiente es el detalle de otros ingresos para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Otros ingresos de operación	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Ingresos financieros	263.663	301.935
<b>Total Otros ingresos de operación</b>	<b>263.663</b>	<b>301.935</b>

## 16.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

### 16.1.- Gastos por naturaleza.

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración de la Sociedad para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Gastos por naturaleza	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Compra de energía	7.359.352	6.638.315
Gastos de Operación y Mantenimiento	554.688	521.458
Gastos de administración	468.801	367.651
Depreciación	675.017	653.528
Amortización	714	8.356
<b>Total gastos por naturaleza</b>	<b>9.058.572</b>	<b>8.189.308</b>

**16.2.- Depreciación y amortización.**

El siguiente es el detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Detalle	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Depreciación	675.017	653.528
Amortización	714	8.356
<b>Total Depreciación y Amortización</b>	<b>675.731</b>	<b>661.884</b>

**16.3.- Resultados financieros.**

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Resultado Financiero	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales	226.084	167.778
Otros ingresos financieros	37.579	134.157
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>263.663</b>	<b>301.935</b>
<b>Otros gastos</b>		
Otros gastos	1.582	10.529
<b>Total Gastos financieros</b>	<b>1.582</b>	<b>10.529</b>
<b>Resultados por unidades de reajuste</b>	<b>(8.190)</b>	<b>(10.363)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>253.891</b>	<b>281.043</b>

**17.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.**
**17.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.**

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias asciende a M\$ 292.930 en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (M\$ 52.942 en el mismo ejercicio de 2008), según el siguiente detalle:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida (Presentación)	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$	01-01-2008 al 31-12-2008 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	329.087	282.468
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	23.961	24.474
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(9.189)	9.890
Otro Gasto por Impuesto Corriente	3.836	2.993
<b>Gasto por impuestos corrientes a las ganancias, Neto, Total</b>	<b>299.773</b>	<b>270.877</b>
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(15.816)	(216.004)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	8.973	(1.931)
<b>Gasto por Impuestos Diferidos a las ganancias, Neto, Total</b>	<b>(6.843)</b>	<b>(217.935)</b>
<b>Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias</b>	<b>292.930</b>	<b>52.942</b>

**17.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto a las ganancias.**

<b>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)</b>	<b>01-01-2009 al 31-12-2009 M\$</b>	<b>01-01-2008 al 31-12-2008 M\$</b>
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	299.773	270.877
<b>Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total</b>	<b>299.773</b>	<b>270.877</b>
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	(6.843)	(217.935)
<b>Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total</b>	<b>(6.843)</b>	<b>(217.935)</b>
<b>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>292.930</b>	<b>52.942</b>

**17.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.**

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

<b>Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</b>	<b>01-01-2009 al 31-12-2009 M\$</b>	<b>01-01-2008 al 31-12-2008 M\$</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>237.099</b>	<b>234.323</b>
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	75.484	4.019
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el Estado de Resultados	23.961	24.474
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(215)	7.959
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	4.523	(168.885)
<b>Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total</b>	<b>55.831</b>	<b>(181.381)</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>292.930</b>	<b>52.942</b>

**17.4.- Cuentas por cobrar por impuestos corrientes.**

Corresponde a los remanentes por pagos provisionales mensuales acumulados con Tesorería General de la República por M\$ 6.611 al 31 de diciembre de 2009, por M\$ 57.444 al 31 de diciembre de 2008 y M\$ 91.892 al 1 de enero de 2008.

**18.- UTILIDAD POR ACCION.**

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

<b>Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción</b>	<b>01-01-09 al 31-12-2009 M\$</b>	<b>01-01-08 al 31-12-2008 M\$</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	1.101.773	1.325.428
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	1.101.773	1.325.428
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	5.964.265	5.964.265
<b>Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción (\$ por acción)</b>	<b>184,73</b>	<b>222,23</b>

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

**19.- INFORMACION POR SEGMENTO.**
**19.1.- Criterios de segmentación.**

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el Comité Ejecutivo Estratégico.

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución eléctrica.

La información por segmentos que se entrega al Comité Ejecutivo Estratégico de los segmentos reportables al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, y por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es la siguiente:

#### 19.2.- Estado de Situación Patrimonial.

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		Subtransmisión		Totales	
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
<b>ACTIVOS</b>						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	172.581	178.661	0	0	172.581	178.661
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	2.234.979	2.279.538	0	0	2.234.979	2.279.538
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	1.656.936	632.000	0	0	1.656.936	632.000
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	6.611	57.444	0	0	6.611	57.444
Otros Activos	9.506	9.259	0	0	9.506	9.259
<b>Activos Corrientes en Operación, Corriente</b>	<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	82.086	70.016	0	0	82.086	70.016
Activos Intangibles, Neto	3.095.668	3.094.562	0	0	3.095.668	3.094.562
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	14.809.986	14.840.879	1.347.761	1.383.398	16.157.747	16.224.277
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19.335.501</b>	<b>19.388.855</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.080.613</b>	<b>3.156.902</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23.416.114</b>	<b>22.545.757</b>

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		Subtransmisión		Totales	
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>						
Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	1.438.307	1.043.406	0	0	1.438.307	1.043.406
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	815.899	438.936	0	0	815.899	438.936
Provisiones	28.074	31.499	0	0	28.074	31.499
Ingresos Diferidos	1.586	3.338	0	0	1.586	3.338
<b>Pasivos Corrientes en Operación</b>	<b>2.283.866</b>	<b>1.517.179</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.283.866</b>	<b>1.517.179</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>2.283.866</b>	<b>1.517.179</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.283.866</b>	<b>1.517.179</b>
Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	44.763	46.536	0	0	44.763	46.536
Pasivos por Impuestos Diferidos	1.361.024	1.367.867	0	0	1.361.024	1.367.867
Ingresos Diferidos	38.156	0	0	0	38.156	0
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.443.943</b>	<b>1.414.403</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.443.943</b>	<b>1.414.403</b>
Capital Emitido	8.350.329	8.350.329	633.644	633.644	8.983.973	8.983.973
Otras Reservas	5.486.017	5.626.132	394.117	426.925	5.880.134	6.053.057
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	4.504.198	4.254.316	320.000	322.829	4.824.198	4.577.145
<b>Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora</b>	<b>18.340.544</b>	<b>18.230.777</b>	<b>1.347.761</b>	<b>1.383.398</b>	<b>19.688.305</b>	<b>19.614.175</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>18.340.544</b>	<b>18.230.777</b>	<b>1.347.761</b>	<b>1.383.398</b>	<b>19.688.305</b>	<b>19.614.175</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>22.068.353</b>	<b>21.162.359</b>	<b>1.347.761</b>	<b>1.383.398</b>	<b>23.416.114</b>	<b>22.545.757</b>



19.3.- Estado de resultados integrales.

LINEA DE NEGOCIO	Servicios Regulados		Subtransmisión		Totales	
	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>						
Ingresos Ordinarios, Total	10.117.338	9.337.278	211.512	48.971	10.328.850	9.386.249
Costo de Ventas	8.530.786	7.809.054	0	0	8.530.786	7.809.054
<b>Margen bruto</b>	<b>1.586.552</b>	<b>1.528.224</b>	<b>211.512</b>	<b>48.971</b>	<b>1.798.064</b>	<b>1.577.195</b>
Otros Ingresos de Operación, Total	263.663	301.935	0	0	263.663	301.935
Gastos de Administración	527.786	380.254	0	0	527.786	380.254
Costos Financieros	1.582	10.529	0	0	1.582	10.529
Resultados por Unidades de Reajuste	(8.190)	(10.363)	0	0	(8.190)	(10.363)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	(192.898)	(96.801)	0	0	(192.898)	(96.801)
Otras Ganancias (Pérdidas)	63.432	(2.813)	0	0	63.432	(2.813)
<b>Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)</b>	<b>1.183.191</b>	<b>1.329.399</b>	<b>211.512</b>	<b>48.971</b>	<b>1.394.703</b>	<b>1.378.370</b>
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	292.930	52.942	0	0	292.930	52.942
<b>Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto</b>	<b>890.261</b>	<b>1.276.457</b>	<b>211.512</b>	<b>48.971</b>	<b>1.101.773</b>	<b>1.325.428</b>
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>890.261</b>	<b>1.276.457</b>	<b>211.512</b>	<b>48.971</b>	<b>1.101.773</b>	<b>1.325.428</b>

Conceptos	Servicios Regulados		Subtransmisión		Totales	
	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos por intereses por Segmento	263.663	301.935	0	0	263.663	301.935
Depreciación por Segmento	635.035	624.326	39.982	29.202	675.017	653.528
Amortización por Segmento	714	8.356	0	0	714	8.356
<b>EBITDA</b>	<b>1.820.522</b>	<b>1.972.610</b>	<b>251.494</b>	<b>78.173</b>	<b>2.072.016</b>	<b>2.050.783</b>

EBITDA: Se entiende como el resultado antes de impuesto más depreciación, amortización y costos financieros.

**Servicios Regulados:** Se incluye en este segmento todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad; como lo son la distribución y comercialización de energía eléctrica, conjuntamente con los negocios asociados y la comercialización de productos retail.

**Subtransmisión:** El principal ingreso proviene de la prestación de servicios de subtransmisión y transformación de electricidad.

## 20.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

20.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del juicio : " Salinas Fuentes, Ramón y otros con EMETAL"

Fecha : 27 de junio de 2008

Tribunal : 4º Juzgado de letras de Talca. Rol Nº : 1180

Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de Mauricio Salinas Maya.

Cuantía : M\$ 150.000.

Estado : Sentencia de primera instancia rechaza la demanda, lo que fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Talca. Pendiente recurso de casación en el fondo presentado por la demandante.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, el juicio señalado no comprometería significativamente el patrimonio de la Sociedad.

20.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios contra de Sociedad que importen multas iguales o superiores a M\$ 20.000.

## 21.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

No existen garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos significativos que informar.

## 22.- MEDIO AMBIENTE

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, transformación y transmisión cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones del medio ambiente. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la Sociedad participa cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

## 23.- HECHOS POSTERIORES

### 23.1.- Información sobre política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas.

En Sesión Ordinaria de Directorio Nº 103, celebrada con fecha 28 enero de 2010, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley Nº 18.046, modificada por la Ley Nº20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas. La mencionada política para Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL), incluye todas las operaciones ordinarias en consideración al giro social, que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, las que se pasan a detallar:

1.- Prestación de servicios de administración de procesos tarifarios relativos al valor nuevo de reemplazo, costos e ingresos de explotación, procesos de fijación de valor agregado de distribución y de tarifas de servicios, de determinación de tarifas de suministro aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios y de tarifas reguladas de peajes de distribución y de precios de servicios no consistentes en energía eléctrica asociados al suministro de energía.

2.- Prestación de servicios de administración centralizada de compra de energía y potencia, incluyendo la administración de los contratos de peajes de instalaciones de transmisión y la gestión integral de licitaciones para clientes regulados, así como la posterior administración de los contratos de abastecimiento para clientes regulados y libres, vigentes y nuevos.

3.- Prestación de Servicios de análisis y elaboración de presupuestos de margen de compraventa de energía y potencia.

4.- Prestación de servicios de administración de solicitudes de ampliación de la zona de concesión de distribución y supervisión de su correcta explotación.

5.- Prestación de servicios de asesoría en la administración de contratos con clientes libres, en la negociación y preparación de ofertas para nuevos contratos de suministro para clientes libres y en el cálculo mensual del margen de los mismos contratos.

6.- Prestación de servicios relacionados con planificación y desarrollo de redes, automatización del sistema de distribución, calidad de servicio, planes de mantenimiento y despacho.

7.- Prestación de servicios relacionados con administración de cobranzas, gestión de pérdidas no técnicas, encuestas, imagen, servicios complementarios y obras a terceros.

8.- Prestación de servicios relacionados con elaboración, control y seguimiento del presupuesto anual y proyecciones de largo plazo y estudios y evaluaciones de proyectos.

9.- Prestación de servicios relacionados con la gestión de personas, gestión de cargos, evaluación de desempeño, sistema de salud, capacitación, reclutamiento y selección, desarrollo de personal, presupuesto, clima interno e higiene y seguridad.

10.- Asesoría y gestión en licitaciones o contratación directa de servicios prestados por contratistas, en la administración de tales contratos y en la evaluación, fiscalización y control de contratistas, especialmente en el cumplimiento de la normativa relativa a la subcontratación.

11.- Prestación de servicios relacionados con comunicaciones internas, externas, administración de grupos de interés, comunicaciones en emergencias y asesorías a ejecutivos.

12.- Prestación de servicios de facturación, reparto de estado de cuentas, cobro y recaudación de precios o cuotas correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.

13.- Prestación de servicios de publicidad y promoción a través del documento de cobro del servicio eléctrico, correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.

14.- Prestación de servicios de operación técnica de estaciones transformadoras y líneas, y de planimetría.

15.- Prestación de servicios de instalación, verificación y certificación de medidores, de elaboración de proyectos eléctricos, de construcción y mantenimiento de redes de baja y media tensión energizadas, de atención de emergencias y reclamos en redes eléctricas de distribución, de medición y registro de variables eléctricas, de generación móvil en redes de distribución, supervisión y control de apoyos de telecomunicaciones en postes, de construcción, administración e inspección técnica de obras, de administración de sistemas de telemetría (SAT).

16.- Prestación de servicios de asesoramiento en diseño y uso de espacios en oficinas.

17.- Prestación de servicios de mantenimiento de equipos eléctricos, de sistemas de telemetría y telecontrol (Scada).

18.- Prestación de servicios de inspección termográfica, revisión y diagnóstico de transformadores.

19.- Compra y venta de energía y potencia eléctrica.

20.- Compra y venta de transformadores de distribución, transformadores especiales y de potencia y la prestación de servicios asociados a estos equipos, tales como análisis de aceite, reparaciones y montajes.

21.- Asesoría y gestión contable y tributaria.

22.- Asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgos y seguros.

23.- Prestación de servicios de logística, de gestión comercial de compra y venta de materiales y equipos, de control de existencias, importaciones, de transporte y de operaciones de almacenes, de gestión de contratación de seguros.

24.- Contratos de arrendamiento o leasing operacional de oficinas, equipos, bienes muebles y vehículos.

25.- Prestación de servicios de mantenimiento y administración de sistemas de comunicación telefónica.

26.- Contratos de prestación de servicios por recaudación y facturación, de administración, de asesoría y gestión financiera, de tesorería, contraloría, de auditoría interna, de procesos y soluciones de negocios, de contabilidad, asesoría tributaria, de asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgo y seguros, de administración de registros de accionistas y de servicios legales.

27.- Operaciones financieras referidas a contratos de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros.

28.- Prestación de servicios de soporte y desarrollo informático, de ingeniería en informática y comunicaciones, de uso y mantención del sistema informático, de registro de asistencia y asistencia móvil, de sistemas de voz y datos, de contac center, de administración de datos y de soporte de planificación estratégica.

29.- Contratos de provisión de equipos de microinformática y respuesta (Help Desk), provisión de equipos de telecomunicaciones, gestión de enlaces, almacenamiento de información y su puesta a disposición permanente en las aplicaciones que utilicen los usuarios (Datacenter).

30.- Operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija o variable, compra y venta de divisas, derivados financieros, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, coberturas de tasa, opciones y futuros;

otorgamiento de aval, fianza y codeuda solidaria y garantías en general, y en general operaciones en cuentas corrientes de la Sociedad.

31.- Contratos remunerados de afianzamiento simple o solidario, codeuda solidaria y otras garantías personales.

32.- Asesoría en la implementación del modelo de control de gestión Balanced Scorecard.

33.- Prestación de servicios de administración y gestión del plan de negocio de productos y servicios no regulados.

### **23.2.- Terremoto Centro Sur del País.**

Con el fin de informar sobre los efectos del terremoto, solicitados mediante Oficio Circular N°574 del 1 de marzo de 2010, la Sociedad comunicó, el 3 de marzo de 2010, el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

“Con relación a lo instruido mediante el oficio de la referencia, EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A. informa que a esta fecha aún no es posible determinar la magnitud del eventual impacto en su situación financiera a consecuencia del terremoto del pasado 27 de febrero de 2010.

En la medida que se vayan conociendo los antecedentes que permitan efectuar esa estimación, ésta será comunicada a la Superintendencia de Valores y Seguros, bolsas de valores y al público en general.

Sin perjuicio de lo anterior, a este instante la empresa ha repuesto el suministro eléctrico al 52% de sus clientes. Para mayor información al respecto al estado de reposición del suministro, la empresa habilitó en el sitio web [www.emel.cl](http://www.emel.cl) un espacio donde se publican los comunicados diarios sobre esta materia, por sector. Esta información es la misma que se envía a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a la Comisión Nacional de Energía y a los medios de comunicación.

En lo que se refiere a seguros vigentes, EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A. cuenta con pólizas para cubrir el riesgo de daños a sus edificios, contenidos, existencias y equipo en general a consecuencia de sismos, con límite único y combinado de 500.000 unidades de fomento por cada evento”

### **23.3.- Otros Hechos posteriores:**

Entre el 31 de diciembre de 2009, fecha de cierre de los estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

## **24.- TRANSICION A LAS NIIF.**

24.1.- Bases de la transición a las NIIF.

24.1.1.- Aplicación de NIIF 1.

La Sociedad ha aplicado NIIF 1 al preparar sus estados financieros.

La fecha de transición de la Sociedad es el 1 de enero de 2008. La Sociedad ha preparado su balance de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción de la Sociedad a las NIIF es el 1 de enero de 2009.

De acuerdo a NIIF 1 para elaborar los estados financieros antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

24.2.- Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Sociedad.

24.2.1.- Combinaciones de negocio.

Esta exención no es aplicable.

24.2.2.- Valor razonable o revalorización como costo atribuible.

La Sociedad ha elegido medir los ítems de propiedades, planta y equipo a la fecha de transición a su costo depreciado. A partir de ese momento, la Sociedad adopta la política descrita en Nota N° 2.5, retasando los ítems relevantes de sus propiedades, plantas y equipos, mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

24.2.3.- Beneficios al personal.

Esta exención no es aplicable.

24.2.4.- Reserva de conversión.

Esta exención no es aplicable.

24.2.5.- Instrumentos financieros compuestos.

Esta exención no es aplicable.

24.2.6.- Fecha de transición de subsidiarias, asociadas y entidades controladas conjuntamente, filiales y coligadas con distinta fecha de transición.

Esta exención no es aplicable.

24.2.7.- Reexpresión de comparativos respecto de NIC 32 y NIC 39.

Esta exención no es aplicable.

24.2.8.- Pagos basados en acciones.

Esta exención no es aplicable.

24.2.9.- Contratos de seguros

Esta exención no es aplicable.

24.2.10.- Pasivos por restauración o por desmantelamiento.

La Sociedad no ha detectado al 1 de enero de 2008 ningún activo u operación por el que pudiera incurrir en costos por desmantelamiento o similares, por lo cual no se aplica esta exención.

24.2.11.- Valorización inicial de activos y pasivos financieros por su valor razonable.

La Sociedad no ha aplicado la exención contemplada en la NIC 39 revisada, respecto del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados de instrumentos financieros para los que no existe un mercado activo. Por lo tanto, esta exención no es aplicable.

24.2.12.- Concesiones de servicios.

Esta exención no es aplicable.

24.2.13.-Información comparativa para negocios de exploración y evaluación de recursos minerales.

Esta exención no es aplicable.

24.2.14.- Arrendamientos.

La Sociedad ha decidido utilizar la exención provista en la NIIF 1 y por lo tanto ha considerado los hechos y circunstancias evidentes a la fecha de transición a los efectos de determinar la existencia de arrendos implícitos en sus contratos y acuerdos.

24.3.- Conciliación del patrimonio neto a la fecha de la transición.

A continuación se presenta la conciliación del Patrimonio Neto a la fecha de Transición, entre los PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:	
	Emetal	Total
	M\$	M\$
<b>Patrimonio Neto al 01/01/08, PCGA chilenos</b>	<b>12.703.291</b>	<b>12.703.291</b>
Deterioro cuentas por cobrar	(13.288)	(13.288)
Intangibles	(152.278)	(152.278)
Provisiones	7.258	7.258
Impuestos diferidos	27.044	27.044
Otros ajustes IFRS	(327.382)	(327.382)
<b>Efecto de la transición a las NIIF</b>	<b>(458.646)</b>	<b>(458.646)</b>
<b>Patrimonio Neto al 01/01/08, NIIF</b>	<b>12.244.645</b>	<b>12.244.645</b>

24.4.- Conciliación del patrimonio neto, resultados y estado de flujo de efectivo de los últimos estados financieros anuales.

A continuación se presenta la conciliación del Patrimonio Neto, Resultados y Estado de Flujo de Efectivo a la fecha de los últimos estados financieros anuales preparados bajo PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:	
	Emetal	Total
	M\$	M\$
<b>Patrimonio Neto al 31/12/08, PCGA chilenos</b>	<b>14.055.675</b>	<b>14.055.675</b>
Deterioro cuentas por cobrar	(71.214)	(71.214)
Revaluaciones del activo fijo	8.177.451	8.177.451
Intangibles	(33.940)	(33.940)
Provisiones	8.648	8.648
Corrección monetaria	(996.774)	(996.774)
Impuestos diferidos	(1.203.941)	(1.203.941)
Otros ajustes IFRS	(321.730)	(321.730)
<b>Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales</b>	<b>5.558.500</b>	<b>5.558.500</b>
<b>Patrimonio Neto al 31/12/08, NIIF</b>	<b>19.614.175</b>	<b>19.614.175</b>

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:	
	Emetal	Total
	M\$	M\$
<b>Resultado al 31/12/08, PCGA chilenos</b>	<b>1.282.864</b>	<b>1.282.864</b>
Deterioro cuentas por cobrar	(57.926)	(57.926)
Revaluaciones del activo fijo	(311.197)	(311.197)
Intangibles	118.338	118.338
Provisiones	1.390	1.390
Corrección monetaria	85.759	85.759
Impuestos diferidos	212.085	212.085
Otros ajustes IFRS	(5.885)	(5.885)
<b>Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales</b>	<b>42.564</b>	<b>42.564</b>
<b>Resultado al 31/12/08, NIIF</b>	<b>1.325.428</b>	<b>1.325.428</b>

Las únicas partidas reconciliatorias correspondientes a los otros resultados integrales, por el ejercicio 2008, son los detallados en el Estado de Otros Resultados Integrales.

CONCILIACION	M\$
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente al 31/12/08, PCGA chilenos	178.661
C. Monetaria actividades de la operación	(94.880)
C. Monetaria actividades de financiamiento	86.997
C. Monetaria actividades de inversión	6.904
Eliminación c.monetaria	979
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	0
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente al 31/12/08, NIIF	178.661

#### 24.5.- Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.

##### 24.5.1.- Valoración de Cuentas por cobrar.

Bajo principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile (PCGA CL), la Sociedad determinaba la provisión de riesgo de incobrabilidad en base a estimaciones basadas en el estado de vencimiento de los créditos. De acuerdo con NIC 39, el Grupo ha desarrollado modelos para determinar el flujo probable de cobrabilidad de cada crédito, no sólo en base al estado de vencimientos, sino también a las características de los deudores, el comportamiento histórico y las evidencias objetivas de deterioro en las condiciones del deudor.

##### 24.5.2.- Tasación de Propiedad, planta y equipos.

Los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile establecen la valorización de los activos fijos al costo de adquisición corregido monetariamente menos las depreciaciones acumuladas y deterioros realizados, no permitiéndose las tasaciones de activo fijo (por única vez y en forma extraordinaria fueron autorizadas de acuerdo a las Circulares N° 550 y N° 566 del año 1985 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

La Sociedad decidió aplicar la política contable descrita en Nota N° 2.5, que permite que, de acuerdo con NIC 16, los activos pueden ser valorizados a su valor justo menos depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro.

##### 24.5.3.- Juicios, contratos onerosos y otros pasivos contingentes.

De acuerdo con PCGA CL, la Sociedad reconocía los pasivos derivados de sus obligaciones legales y contractuales y efectuaba estimaciones de las contingencias probables con cargo a los resultados del ejercicio en el cual se producían.

Producto de la aplicación de la NIC 37, se reevaluaron ciertas contingencias y contratos onerosos, reestimando las obligaciones a base de dichos preceptos.

##### 24.5.4.- Corrección monetaria.

Los PCGA CL contemplan la aplicación del mecanismo de corrección monetaria a fin de expresar los estados financieros en moneda homogénea de la fecha de cierre del ejercicio, ajustando los efectos de la inflación correspondientes. La NIC 29 ("Información financiera en economías hiperinflacionarias") prevé que dicho mecanismo se aplique sólo en aquellos casos en los cuales la entidad se encuentra sujeta a un contexto económico hiperinflacionario. Por lo tanto, dado que Chile no califica como tal, se han eliminado los efectos de la corrección monetaria incluida en los estados financieros, excepto la revalorización del capital que fue tratada según la Ley N° 18.046.

##### 24.5.5.- Impuestos diferidos.

Tal como se describe en la Nota N° 2.13, bajo NIIF deben registrarse los efectos de impuestos diferidos por todas las diferencias temporales existentes entre el balance tributario y financiero, a base del método del balance.

Si bien el método establecido en la NIC 12 es similar al de PCGA CL, corresponde realizar los siguientes ajustes a NIIF: i) la eliminación de las “cuentas complementarias de impuesto diferido” en las cuales se difirieron los efectos sobre el patrimonio de la aplicación inicial del Boletín Técnico N° 60 del Colegio de Contadores de Chile AG (BT 60), amortizándose con cargo/abono a resultados, en el plazo previsto de reverso de la diferencia (o consumo de la pérdida tributaria relacionada); ii) la determinación del impuesto diferido sobre partidas no afectas al cálculo bajo el BT 60 (diferencias permanentes), pero que califican como diferencias temporarias bajo NIIF; y iii) el cálculo del efecto tributario de los ajustes de transición a NIIF.