

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.**  
**(ENDESA o ENDESA CHILE)**

**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**AL 30 DE JUNIO DE 2009**

**A) PRINCIPALES HECHOS**

**Resumen**

El resultado neto de Endesa Chile al cierre de junio 2009 fue de \$ 331.237 millones, comparado con los \$ 201.503 millones de utilidad registrados en el mismo período de 2008. Esta variación se debe principalmente a un mayor resultado operacional, compensado parcialmente por un menor resultado financiero y un menor resultado de las inversiones en empresas relacionadas.

Los ingresos de explotación consolidados del primer semestre de 2009 alcanzaron a \$ 1.260.985 millones, un 5% mayor a los \$ 1.200.293 millones del mismo período del año anterior, explicado por mayores ventas físicas de energía en todos los países donde operamos. Las ventas físicas consolidadas al cierre de junio 2009 ascendieron a 30.004 GWh, aumentando un 8% respecto al cierre de junio 2008. En Chile, nuestro principal mercado, las ventas físicas aumentaron un 4%. En Argentina, Colombia y Perú las ventas físicas aumentaron en 19%, 6% y 2%, respectivamente.

Los costos de aprovisionamientos y servicios (costos de explotación) consolidados al 30 de junio de 2009 alcanzaron \$ 530.212 millones, lo que representa una disminución de 23% con respecto al cierre de junio de 2008. El menor uso de combustibles líquidos para generación térmica, sobretodo en Chile y Perú, así como también el menor precio de los mismos, explican la reducción de los costos de explotación.

Al 30 de junio 2009, el resultado de explotación fue de \$ 546.465 millones, un aumento de 59% respecto a los \$ 343.784 millones que se registraron al cierre del mismo período de 2008. Este mayor resultado tiene como principal eje la disminución en los costos de explotación mencionada anteriormente.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, alcanzó \$ 645.140 millones al 30 de junio de 2009, un aumento de 48% respecto al mismo período de 2008. No se refleja en lo anterior el aporte de la inversión en Endesa Brasil, ya que no consolida en Endesa Chile.

El resultado financiero al cierre de junio 2009 disminuyó en \$ 35.786 millones respecto del cierre de junio 2008. Lo anterior se explica principalmente por la pérdida de diferencia de cambio, originada por las fluctuaciones del peso argentino y chileno respecto del dólar. Lo anterior fue parcialmente compensado fundamentalmente por el mejor resultado por los reajustes de deuda en Unidades de Fomento en Chile, producto de la menor inflación.

Al cierre de junio 2009, el resultado de inversiones en empresas relacionadas alcanzó \$ 43.697 millones, 12% menos respecto de junio 2008, producto de la menor utilidad de nuestra coligada Endesa Brasil.

A la fecha de hoy, las actuaciones más relevantes de la compañía son las siguientes:

- En enero, Endesa Chile recibió la distinción “Silver Class” en la evaluación de sostenibilidad corporativa realizada por la agencia suiza SAM (Sustainable Asset Management), en conjunto con PwC (Pricewaterhouse Coopers), formando parte de un selecto grupo de empresas del sector eléctrico a nivel mundial, que fueron destacadas en el “Sustainability Yearbook 2009” editado por SAM y PwC.
- En febrero fue ejercida parcialmente la opción put que mantenían los tenedores del Bono Yankee por US\$ 220 millones que vence en 2037. El ejercicio de la opción put alcanzó los US\$ 149 millones o 67,8% del total del bono. El remanente vencerá en 2037. Por otra parte, utilizando el stock de caja proveniente de la emisión en diciembre 2008 del Bono Local Serie M por UF 10 millones, Endesa Chile canceló el vencimiento en abril de 2009 de un Bono Yankee por US\$ 400 millones.
- En marzo de 2009 y por tercer año consecutivo, la entidad internacional GRI (Global Reporting Initiative) entregó un A+, la máxima calificación que se otorga, al reporte de sostenibilidad 2008 de la compañía. Esto demuestra la transparencia en la entrega de información a la comunidad y a sus diversos públicos de interés.

- También en marzo, Endesa Chile recibió el Premio a la Empresa de Servicio Público con Mejor Gobierno Corporativo, de acuerdo con el IR Global Rankings 2009, elaborado por la consultora financiera y de relaciones con inversionistas MZ Consult.
- Emgesa ha acumulado seis emisiones de bonos por un total de 664.000 millones de pesos colombianos (aprox. US\$ 310 millones) con plazos entre 5 y 15 años y a tasas entre 4,3% y 5,8% equivalente en dólares.
- Nuestra filial peruana, Edegel, ha realizado emisiones de bonos por un total de US\$ 24,6 millones con plazos entre 6 y 10 años y con tasas entre 5,2% y 6,4% equivalente en dólares.
- El día 24 de julio Endesa Chile finalizó con éxito el proceso de solicitud de enmiendas y la recepción de los consentimientos necesarios para las modificaciones propuestas al contrato de 1 de enero de 1997 que regula sus Bonos Yankee. La modificación consiste en enmendar la sección 501 (4), cláusula de incumplimiento cruzado, de manera que ahora aplica sólo a Endesa Chile y a sus filiales chilenas.

### **Análisis del Negocio por País**

En Chile, el resultado de explotación de su negocio de generación al 30 de junio 2009 alcanzó \$ 342.119 millones, un aumento de 87% respecto del mismo período de 2008. Este crecimiento es explicado principalmente por una disminución de 32% en los costos de explotación, debido a menores compras de energía y menor consumo de combustible producto de la mejor hidrología a comienzos de este año comparado con 2008. A su vez, el ingreso operacional aumentó un 2% producto de un mayor volumen de venta, particularmente energía vendida en el mercado spot que aumentó en 57%. La producción de 10.375 GWh registrada en el primer semestre de 2009 significó un aumento de 5% respecto del mismo período del año anterior. El EBITDA del negocio en Chile, o resultado bruto de explotación, alcanzó \$ 390.886 millones acumulado a junio 2009 comparado con los \$ 227.413 millones acumulado a junio 2008.

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia, alcanzó \$ 128.778 millones al cierre de junio de 2009, un 18% mayor al alcanzado en el mismo período de 2008. El mayor resultado se explica principalmente por los ingresos de explotación, que aumentaron en 13% al primer semestre de 2009 debido a un mayor volumen de ventas físicas y a mayores precios medios de venta. Estos mayores precios medios durante el primer semestre de 2009 se explican por una menor hidrología acumulada al cierre de junio de 2009 comparado con 2008. Esta situación hidrológica implicó un aumento del 10% en los costos de explotación por mayores compras de energía y mayor consumo de combustible para la generación térmica. El EBITDA, o resultado bruto de explotación en Emgesa, aumentó en 15% al cierre de junio 2009, alcanzando \$ 146.504 millones.

En Perú, Edegel registró un resultado de explotación de \$ 48.092 millones, lo que representa un aumento de \$ 24.679 millones respecto de junio 2008. Lo anterior es explicado por un mayor volumen vendido de un 2%, producto de mayor despacho hidráulico debido a mayor nivel de embalses, mientras que los precios medios durante el primer semestre de 2009 se mantuvieron similares al mismo período de 2008. A su vez, los costos de explotación registraron una disminución de 25% al cierre de junio 2009, producto de un menor consumo de combustible por la mayor producción hidráulica, y por un reverso de provisión por compras de energía para distribuidoras sin contrato. El EBITDA en Edegel alcanzó \$ 67.086 millones acumulado a junio 2009 comparado con los \$ 41.468 millones acumulado a junio 2008.

En Argentina, el resultado de explotación al cierre de junio 2009 alcanzó a \$ 23.433 millones, comparado con \$ 24.324 millones registrados en el año anterior, lo que significa una disminución de 4%. El Chocón mostró mejor nivel de embalses producto del almacenamiento durante comienzos de este año, lo que aporta a una mejor disponibilidad hidráulica. Con esto, El Chocón aumentó su resultado de explotación, alcanzando \$ 16.727 millones acumulado al cierre de junio de 2009, producto de mayores ventas físicas de 64% en comparación con el primer semestre del año anterior. En Costanera, el resultado de explotación alcanzó \$ 6.722 millones, disminuyendo en 60% comparado con el cierre de junio 2008. Si bien sus ventas físicas aumentaron casi 9%, la disminución en los precios medios llevó a registrar un menor ingreso operacional de 9% al cierre del primer semestre de 2009. Los costos de explotación de ésta cayeron en 5% comparando los dos períodos, explicado principalmente por el menor consumo de combustibles líquidos, menor costo de éstos y mayor disponibilidad de gas. Con todo lo anterior, el EBITDA combinado de nuestras operaciones en Argentina tuvo una leve mejora de casi 1% al cierre de junio 2009, alcanzando \$ 35.195 millones.

## **Resultado Financiero**

En el resultado financiero al cierre de junio de 2009, la Compañía alcanzó una pérdida de \$ 98.750 millones, un 57% mayor que el primer semestre de 2008. Las principales variaciones de este resultado se generan por la pérdida de diferencia de cambio en \$ 49.244 millones básicamente en Chile y Argentina. En Chile, la apreciación del peso respecto al dólar afectó los activos netos mantenidos en dólares, generando una mayor pérdida por diferencia de cambio de \$ 19.741 millones. En Argentina, la devaluación del peso argentino respecto del dólar afectó la deuda en dólares, generando una mayor pérdida por diferencia de cambio por \$ 21.703 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por los \$ 14.710 millones de mejor resultado por unidades de reajuste de la deuda denominada en Unidades de Fomento en Chile, producto de la menor inflación. A su vez, el ingreso financiero aumentó en 15% alcanzando \$ 17.100 millones principalmente por el mayor saldo medio de caja en Chile y en Colombia. Los gastos financieros aumentaron un 4% al cierre del primer semestre de 2009; estos gastos aumentaron en todos los países menos en Chile, producto de la menor deuda y tasa.

## **Otros Resultados e Impuestos**

Los otros resultados alcanzaron \$ 43.682 millones a junio 2009, disminuyendo en \$ 6.034 millones con respecto a junio 2008. Estos reflejan en su mayoría la participación proporcional de los resultados provenientes de la coligada Endesa Brasil S.A., los que disminuyeron producto del menor precio en mercado spot y menor volumen vendido en Cachoeira Dourada. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor venta en Cien, Ampla y Coelce y un menor precio de compra en Fortaleza. Por esto el resultado de inversiones en empresas relacionadas disminuyó 12% al cierre de junio 2009, respecto de junio 2008.

Los impuestos aumentaron en \$ 14.922 millones al 30 de junio de 2009, comparado con igual período de 2008, producto de los mejores resultados netos en Chile, Colombia y Perú.

## **Inversiones**

Endesa Chile se encuentra construyendo y estudiando una serie de proyectos en Chile, Colombia y Perú. Los proyectos en Chile aportarán aproximadamente 680 MW al sistema en el período 2009-2011, con una inversión aproximada de US\$ 1.040 millones. En Perú, la entrada de nueva capacidad en el mismo período alcanzará a 189 MW y su inversión se estima en US\$ 90 millones. En el caso de Colombia, la entrada de nueva capacidad a concretarse en el año 2014, alcanzará a 400 MW y representará en su caso una inversión estimada en el orden de los US\$ 780 millones.

Reforzando su compromiso con la sostenibilidad y dentro de las iniciativas de desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), tras la entrada en operación comercial en diciembre de 2007 del parque eólico Canela, de 18 MW, Endesa Chile, a través de Endesa Eco, se encuentra actualmente ampliando dicho proyecto con 60 MW adicionales. En junio de 2009 se iniciaron las actividades de montaje y en julio de 2009 se concretó el montaje del primero de los 40 aerogeneradores. La inversión del parque eólico se estima en US\$ 150 millones y se encontrará operativo en el cuarto trimestre de 2009.

Asimismo, el proyecto GNL Quintero, donde Endesa Chile participa con un 20% de propiedad del terminal de regasificación, se encuentra actualmente en fase de prueba para su puesta en operación. El día 30 de junio atracó en la bahía de Quintero el primer buque con GNL, Methane Jane Elizabeth, proveniente de Trinidad y Tobago con una capacidad de 145 mil m<sup>3</sup>. Este proyecto, con una inversión aproximada de US\$ 1.050 millones, estará en operaciones en modalidad de fast track en el tercer trimestre de 2009, para operar en forma definitiva en 2010.

El día 20 de junio la primera unidad del proyecto termoeléctrico central Quintero, que Endesa Chile está desarrollando en la Región de Valparaíso, realizó con éxito su primera sincronización con el Sistema Interconectado Central (SIC), estando ya en operación comercial. Este proyecto con una capacidad de 250 MW está ubicado en un sitio contiguo a la planta regasificadora de Quintero.

HidroAysén, proyecto en el que Endesa Chile tiene el 51% del capital social y Colbún S.A. el 49% restante y cuya capacidad instalada total sería de 2.750 MW, se encuentra preparando las respuestas a las numerosas consultas realizadas dentro del contexto del EIA.

Por otra parte, HidroAysén encargó a la empresa de transmisión Transelec S.A. un servicio de ingeniería para el desarrollo de estudios asociados al sistema de transmisión en corriente continua Aysén – SIC, tendientes a la preparación y tramitación de los permisos fundamentales de éste, es decir, el EIA y la concesión eléctrica. Asimismo, en el mes de marzo, HidroAysén constituyó la sociedad anónima cerrada Aysén Transmisión S.A. a efectos de desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que

requiera el proyecto, así como de manejar el proceso de open season requerido al respecto para potenciales terceros usuarios de la mencionada línea.

Se continúa trabajando en la construcción de la central a carbón Bocamina II, en Coronel, VIII Región. Con una potencia de 370 MW, estará dotada de las últimas tecnologías de reducción de emisiones y se estima que entrará en servicio en el segundo semestre de 2010. Su inversión aproximada es de US\$ 750 millones y la obra se encuentra en avanzado estado de ejecución.

En Perú, en enero de 2008 Edegel firmó con Siemens Power Generation un contrato "llave en mano" por la instalación de una turbina de 189 MW en la central Santa Rosa, la que operará con gas natural de Camisea, proyecto que está demandando una inversión aproximada de US\$ 90 millones. Esta iniciativa permitirá incrementar la capacidad instalada de Edegel a 1.654 MW y le permitirá acompañar el crecimiento de la demanda del mercado peruano. Su puesta en servicio se realizará durante el segundo semestre de 2009. Asimismo, para enfrentar un escenario con restricciones de suministro de gas durante los próximos tres a cuatro años, en tanto se amplía la inversión en transporte firme, Edegel invirtió US\$ 5 millones en los trabajos para habilitar dos de sus unidades UTI para operar de modo dual, con gas natural y diesel. A mediados de junio de 2009 ambas unidades entraron en servicio y fueron reconocidas en el COES en sistema dual, siendo su respaldo dual contratado con Electroperú.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación entre diciembre de 2014 y noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia seleccionó en junio el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa. El proyecto contará con una capacidad instalada de 400 MW, y deberá iniciar el cumplimiento de sus obligaciones de suministro de energía en diciembre de 2014.

En Argentina, Endesa Chile, a través de sus filiales Endesa Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., realizó entre los años 2004 y 2007 una inversión de US\$ 160 millones, que incluye US\$ 42 millones de préstamo por concepto de las acreencias del Foninveem, que ha significado un 21% de participación en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., correspondientes a dos ciclos combinados de 800 MW cada uno, habiendo sido puestas en servicio ambas centrales en ciclo abierto durante el año 2008. El cierre de los ciclos (operación a ciclo combinado) se estima para el segundo semestre de 2009. Una vez que se produzca la habilitación comercial de ambas centrales en ciclo combinado, nuestras empresas empezarían a recuperar sus acreencias con los flujos generados por los proyectos a través del contrato de venta de su producción al MEM.

## **Financiamiento**

Durante el primer semestre de 2009 Endesa Chile en Chile no tuvo necesidad de acudir al mercado financiero para refinanciamientos gracias a la emisión del Bono Local Serie M por UF 10 millones en diciembre 2008. En febrero fue ejercida parcialmente la opción put que mantenían los tenedores del Bono Yankee por US\$ 220 millones que vence en 2037. El nivel de ejercicio de la opción put alcanzó los US\$ 149,2 millones o 67,8% del total del bono. El remanente vencerá en 2037 y continúa con una tasa anual de 7,3% en dólares por los próximos 28 años. Por otra parte, utilizando la caja proveniente de la emisión del Bono Local Serie M, Endesa Chile canceló el vencimiento en abril de 2009 de un Bono Yankee por US\$ 400 millones.

En cuanto a las actividades financieras de las filiales extranjeras que Endesa Chile consolida, en 2009 se han realizado una serie de operaciones, concentradas en el primer trimestre del año, con el fin de refinanciar créditos de corto plazo y aumentar la vida media de la deuda.

En línea con lo anterior, las dos filiales extranjeras más activas en cuantos a emisiones de bonos fueron Emgesa (en Colombia) y Edegel (en Perú).

A la fecha, Emgesa ha acumulado seis emisiones por un total de 664.000 millones de pesos colombianos (aprox. US\$ 310 millones) con plazos entre 5 y 15 años y a tasas entre 4,3% y 5,8% equivalente en dólares.

Los fondos recaudados por estas colocaciones se utilizaron para refinanciar vencimientos programados.

Nuestra filial peruana, Edegel, ha realizado este año tres emisiones de bonos locales por un total de US\$ 24,6 millones con plazos entre 6 y 10 años y con tasas entre 5,2% y 6,4% equivalente en dólares.

El día 24 de julio Endesa Chile finalizó con éxito el proceso de solicitud de enmiendas y la recepción de los consentimientos necesarios para las modificaciones propuestas al contrato de 1 de enero de 1997 que regula sus Bonos Yankee. La modificación consiste en enmendar la sección 501 (4), cláusula de incumplimiento cruzado, de manera que ahora aplica sólo a Endesa Chile y a sus filiales chilenas.

Al cierre de Junio de 2009, la deuda financiera consolidada de Endesa Chile asciende a US\$ 4.130 millones, un 4,5% menor que al cierre del mismo período del año anterior.

### **Sostenibilidad y Medio Ambiente**

En enero de 2009, Endesa Chile recibió la distinción "Silver Class" en la evaluación de sostenibilidad corporativa realizada por la agencia suiza SAM (Sustainable Asset Management), en conjunto con Pricewaterhouse Coopers. De las 46 empresas eléctricas que forman parte de las 2.500 compañías del Índice del Dow Jones, y que se sometieron a la exhaustiva evaluación de sostenibilidad corporativa que realiza el SAM, Endesa Chile se ubicó entre las 6 empresas eléctricas con mejor desempeño en sostenibilidad.

En marzo de 2009 y por tercer año consecutivo, la entidad internacional GRI (Global Reporting Initiative) entregó un A+, la máxima calificación que se otorga, al reporte de sostenibilidad 2008 de la compañía. Esto demuestra la calidad alcanzada por Endesa Chile en la aplicación de la Guía G3 para la elaboración de informes de sostenibilidad y, con ello, la transparencia en la entrega de información a la comunidad y a sus diversos públicos de interés.

También en marzo, Endesa Chile recibió el Premio a la empresa de servicio público con Mejor Gobierno Corporativo en IR Global Rankings 2009 de la consultora financiera y de relaciones con inversionistas MZ Consult. Esta distinción reconoce los esfuerzos realizados por el Directorio y la administración de la compañía por implementar las mejores prácticas en este ámbito.

El parque eólico Canela I de Endesa Eco, sociedad para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de Endesa Chile, fue registrado en el circuito MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) por la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC), instancia que permitirá verificar y, posteriormente, comercializar las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, las que se estiman en 27.251 toneladas de CO2 equivalente al año.

Durante el mes de mayo, Endesa Chile realizó la distribución de su Informe de Sostenibilidad a sus diversos grupos de interés; continuando de esta manera con el proceso de diálogo y transparencia en la gestión de Endesa Chile en su desempeño ambiental, económico y social. Este reporte cuenta además con una auditoría externa.

En el mes de Junio, Endesa Chile recibió el 10° lugar en el Ranking de RSE de Fundación Prehumana y CPC (Corporación de la producción y el comercio). Por cuarto año consecutivo, la empresa se encuentra entre las empresas destacadas a nivel nacional por su desempeño y evaluación, que hacen los propios trabajadores de su responsabilidad social empresarial. Además, se ha mantenido en el Ranking de destacadas, durante los cuatro años que existe esta evaluación.

Cabe destacar que tanto para los trabajadores de la empresa; como en el análisis de políticas de la administración, la dimensión ambiental es la que logra el mejor lugar de todas las empresas participantes.

Hasta el primer semestre del 2009, de los 10.375 GWh generados, el 99,7% fue generado por centrales cuyo Sistema de Gestión Ambiental (SGA) está certificado conforme a la Norma ISO 14.001. Por otra parte, el 100% fue generado por centrales que tienen su Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional (SGS&SO) certificado en la Norma OHSAS 18.001, muestra lo anterior del compromiso de la compañía con el entorno y la seguridad del trabajo.

### **Conclusión**

Los sólidos resultados acumulados al cierre de junio 2009 se explican fundamentalmente por los resultados en Chile, Colombia, Perú y de nuestra inversión en Brasil, que sigue siendo una contribución importante a las utilidades de la compañía. En Chile, contribuyeron a los resultados la adecuada política comercial, un mejor mix de producción comparado con el primer semestre del año anterior y menores costos por la disminución en las compras de energía y de combustible. A su vez, los resultados en Colombia y Perú fueron favorecidos principalmente por mayores ventas físicas y mayores precios medios en el caso de Colombia. Con lo anterior, Endesa Chile alcanzó un resultado de explotación consolidado al cierre de junio de 2009 de \$ 546.465 millones y un EBITDA consolidado de \$ 645.140 millones.

Endesa Chile mantiene una adecuada liquidez y un balance sólido, que sin lugar a dudas ayudará a enfrentar los desafíos, así como las inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica para hacer frente a los requerimientos de energía en el largo plazo.

## RESULTADOS

(MILLONES DE PESOS)	Jun-08	Jun-09	Variac. % Jun-09 2009/2008	Variac. Absoluta junio 2009/2008
<b>INGRESOS</b>	<b>1.200.293</b>	<b>1.260.985</b>	<b>5,1 %</b>	<b>60.692</b>
<b>Ventas</b>	<b>1.198.829</b>	<b>1.254.343</b>	<b>4,6 %</b>	<b>55.514</b>
Ventas de energía	1.168.095	1.221.055	4,5 %	52.960
Otras ventas	5.887	3.805	(35,4 %)	(2.082)
Otras prestaciones de servicios	24.847	29.483	18,7 %	4.636
<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>1.464</b>	<b>6.642</b>	<b>353,6 %</b>	<b>5.178</b>
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>(687.937)</b>	<b>(530.212)</b>	<b>22,9 %</b>	<b>157.725</b>
Compras de energía	(116.237)	(64.117)	44,8 %	52.120
Consumo de combustible	(464.585)	(349.956)	24,7 %	114.629
Gastos de transporte	(87.598)	(93.539)	(6,8 %)	(5.941)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(19.517)	(22.600)	(15,8 %)	(3.083)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>512.356</b>	<b>730.772</b>	<b>42,6 %</b>	<b>218.416</b>
TRABAJOS PARA EL INMOVILIZADO	96	391	307,4 %	295
GASTOS DE PERSONAL	(32.174)	(37.255)	(15,8 %)	(5.081)
OTROS GASTOS FIJOS DE EXPLOTACIÓN	(43.148)	(48.768)	(13,0 %)	(5.620)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>437.130</b>	<b>645.140</b>	<b>47,6 %</b>	<b>208.010</b>
AMORTIZACIONES	(93.346)	(98.675)	(5,7 %)	(5.329)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>343.784</b>	<b>546.465</b>	<b>59,0 %</b>	<b>202.681</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(62.964)</b>	<b>(98.750)</b>	<b>(56,8 %)</b>	<b>(35.786)</b>
Ingresos financieros	14.838	17.100	15,2 %	2.262
Gastos financieros	(95.630)	(99.145)	(3,7 %)	(3.515)
Resultados por Unidades de Reajuste	(5.053)	9.657	291,1 %	14.710
Diferencias de cambio	22.881	(26.362)	(215,2 %)	(49.243)
Positivas	28.038	12.600	(55,1 %)	(15.438)
Negativas	(5.157)	(38.962)	(655,5 %)	(33.805)
RESULTADO DE SDES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	49.878	43.697	(12,4 %)	(6.181)
RESULTADO DE OTRAS INVERSIONES	43	0	(100,0 %)	(43)
RESULTADOS EN VENTAS DE ACTIVOS	(205)	(16)	92,4 %	189
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>330.536</b>	<b>491.396</b>	<b>48,7 %</b>	<b>160.860</b>
IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES	(68.188)	(83.110)	(21,9 %)	(14.922)
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS</b>	<b>262.348</b>	<b>408.286</b>	<b>55,6 %</b>	<b>145.939</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto				
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS</b>	<b>262.348</b>	<b>408.286</b>	<b>55,6 %</b>	<b>145.939</b>
<b>RESULTADO DEL PERIODO</b>	<b>262.348</b>	<b>408.286</b>	<b>55,6 %</b>	<b>145.938</b>
Sociedad dominante	201.503	331.237	64,4 %	129.734
Accionistas minoritarios	60.845	77.049	26,6 %	16.204

## B) DESGLOSE DE RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos de Explotación				
	1er sem. 2008	% Ingresos 1er sem. 2008	1er sem. 2009	% Ingresos 1er sem. 2009	Variación abs.
CHOCÓN (ARGENTINA)	20.708	1,7%	30.720	2,4%	10.012
COSTANERA (ARGENTINA)	143.258	11,9%	130.155	10,3%	(13.103)
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	-	0,0%	(66)	0,0%	(66)
<b>TOTAL ARGENTINA</b>	<b>163.966</b>	<b>13,7%</b>	<b>160.810</b>	<b>12,8%</b>	<b>(3.156)</b>
EMGESA (COLOMBIA)	207.355	17,3%	234.471	18,6%	27.116
<b>TOTAL COLOMBIA</b>	<b>207.355</b>	<b>17,3%</b>	<b>234.471</b>	<b>18,6%</b>	<b>27.116</b>
EDEGEL (PERÚ)	90.063	7,5%	109.726	8,7%	19.663
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	-	0,0%	-	0,0%	-
<b>TOTAL PERÚ</b>	<b>90.063</b>	<b>7,5%</b>	<b>109.726</b>	<b>8,7%</b>	<b>19.663</b>
<b>AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.</b>	<b>(227)</b>	<b>0,0%</b>	<b>(428)</b>	<b>0,0%</b>	<b>(200)</b>
<b>TOTAL EXTRANJERO</b>	<b>461.157</b>	<b>38,4%</b>	<b>504.579</b>	<b>40,0%</b>	<b>43.422</b>
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	723.121	60,2%	737.523	58,5%	14.403
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	16.015	1,3%	18.882	1,5%	2.867
<b>TOTAL CHILE</b>	<b>739.136</b>	<b>61,6%</b>	<b>756.406</b>	<b>60,0%</b>	<b>17.270</b>
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>1.200.293</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.260.985</b>	<b>100,0%</b>	<b>60.692</b>

(MILLONES DE PESOS)	Total Costos Operacionales				
	1er sem. 2008	% Costos 1er sem. 2008	1er sem. 2009	% Costos 1er sem. 2009	Variación abs.
CHOCÓN (ARGENTINA)	(13.244)	1,5%	(13.993)	2,0%	(749)
COSTANERA (ARGENTINA)	(126.360)	14,8%	(123.433)	17,3%	2.927
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	(38)	0,0%	50	0,0%	87
<b>TOTAL ARGENTINA</b>	<b>(139.641)</b>	<b>16,3%</b>	<b>(137.376)</b>	<b>19,2%</b>	<b>2.265</b>
EMGESA (COLOMBIA)	(98.258)	11,5%	(105.693)	14,8%	(7.435)
<b>TOTAL COLOMBIA</b>	<b>(98.258)</b>	<b>11,5%</b>	<b>(105.693)</b>	<b>14,8%</b>	<b>(7.435)</b>
EDEGEL (PERÚ)	(66.650)	7,8%	(61.634)	8,6%	5.016
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	(29)	0,0%	(63)	0,0%	(35)
<b>TOTAL PERÚ</b>	<b>(66.678)</b>	<b>7,8%</b>	<b>(61.697)</b>	<b>8,6%</b>	<b>4.981</b>
<b>AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>	<b>428</b>	<b>-0,1%</b>	<b>428</b>
<b>TOTAL EXTRANJERO</b>	<b>(304.578)</b>	<b>35,6%</b>	<b>(304.339)</b>	<b>42,6%</b>	<b>239</b>
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	(540.109)	63,1%	(395.404)	55,3%	144.705
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	(11.822)	1,4%	(14.776)	2,1%	(2.954)
<b>TOTAL CHILE</b>	<b>(551.931)</b>	<b>64,4%</b>	<b>(410.181)</b>	<b>57,4%</b>	<b>141.751</b>
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>(856.509)</b>	<b>100,0%</b>	<b>(714.519)</b>	<b>100,0%</b>	<b>141.990</b>

(MILLONES DE PESOS)	Resultado de Explotación				
	1er sem. 2008	% Ingresos 1er sem. 2008	1er sem. 2009	% Ingresos 1er sem. 2009	Variación abs.
CHOCÓN (ARGENTINA)	7.464	2,2%	16.727	3,1%	9.264
COSTANERA (ARGENTINA)	16.898	4,9%	6.722	1,2%	(10.176)
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	(38)	0,0%	(16)	0,0%	21
<b>TOTAL ARGENTINA</b>	<b>24.324</b>	<b>7,1%</b>	<b>23.433</b>	<b>4,3%</b>	<b>(891)</b>
EMGESA (COLOMBIA)	109.097	31,7%	128.778	23,6%	19.681
<b>TOTAL COLOMBIA</b>	<b>109.097</b>	<b>31,7%</b>	<b>128.778</b>	<b>23,6%</b>	<b>19.681</b>
EDEGEL (PERÚ)	23.414	6,8%	48.092	8,8%	24.679
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	(29)	0,0%	(63)	0,0%	(35)
<b>TOTAL PERÚ</b>	<b>23.385</b>	<b>6,8%</b>	<b>48.029</b>	<b>8,8%</b>	<b>24.644</b>
<b>AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.</b>	<b>(227)</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>	<b>227</b>
<b>TOTAL EXTRANJERO</b>	<b>156.579</b>	<b>45,5%</b>	<b>200.240</b>	<b>36,6%</b>	<b>43.661</b>
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	183.012	53,2%	342.119	62,6%	159.107
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	4.193	1,2%	4.106	0,8%	(87)
<b>TOTAL CHILE</b>	<b>187.205</b>	<b>54,5%</b>	<b>346.225</b>	<b>63,4%</b>	<b>159.020</b>
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>343.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>546.465</b>	<b>100,0%</b>	<b>202.681</b>

Ajustes de consolidación de filiales extranjeras corresponde a ajustes de consolidación entre empresas extranjeras y chilenas. Negocio Eléctrico en Chile incluye Endesa Chile, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta, Endesa Eco, 50% de GasAtacama, 50% de Transquillota y 51% de HidroAysén.

### Rentabilidad

Indices	enero-dic. 2008	enero-junio 2009	Variac. % dic-2008/junio-2009
Rentabilidad del patrimonio	27,62 %	19,32 %	(46,4 %)
Rentabilidad del activo	9,23 %	6,86 %	(25,7 %)
Rend. activos operacionales	20,45 %	12,93 %	(36,8 %)
Utilidad por acción ( \$ )	52,82	40,39	(5,7 %)
Retorno de dividendos	0,0230	0,0181	(21,5 %)

### C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(MILLONES DE PESOS)	dic. 2008	junio 2009	Variac. % dic-2008/junio-2009	Var. Absoluta dic-2008/junio-2009
Activos Corrientes	1.242.088	917.285	(26,2 %)	(324.821)
Activos No Corrientes	5.440.418	5.037.132	(7,4 %)	(403.286)
<b>Total Activos</b>	<b>6.682.504</b>	<b>5.954.397</b>	<b>(10,9 %)</b>	<b>(728.107)</b>
Pasivos Corrientes	1.355.060	779.329	(42,5 %)	(575.731)
Pasivos No Corrientes	2.625.490	2.359.519	(10,1 %)	(265.971)
Patrimonio Neto	2.701.954	2.815.549	4,2 %	113.595
Dominante	1.598.730	1.829.497	14,4 %	230.767
Minoritario	1.103.224	986.052	(10,6 %)	(117.172)
<b>Total Pasivos</b>	<b>6.682.504</b>	<b>5.954.397</b>	<b>(10,9 %)</b>	<b>(728.107)</b>

Al 30 de junio de 2009, los activos totales de la Compañía presentan una disminución de \$ 728.107 millones respecto de diciembre de 2008. Esto se debe principalmente a:

Los activos corrientes disminuyeron en \$ 324.821 millones, que se explican principalmente por disminuciones en efectivo y equivalente al efectivo por \$ 302.190 millones y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por \$ 31.944 millones, básicamente deudores por ventas. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas e inventarios por \$ 10.522 millones.

Los activos no corrientes presentan una disminución de \$ 403.286 millones los cuales se explican principalmente por disminución en propiedad, plantas y equipos neto por \$ 315.114 millones, básicamente por el efecto de la conversión de moneda interna de cada país y al efecto del tipo de cambio, la depreciación del período por \$ 96.976 millones, disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por \$ 54.673 millones, básicamente por traspaso al corto plazo de la cuenta por cobrar de la coligada Atacama Finance Co. y disminución en activos por impuestos diferidos y otros activos financieros por \$ 37.438 millones. Lo anterior parcialmente compensado por las adiciones del período por aproximadamente \$ 169.540 millones.

Los pasivos corrientes disminuyeron en \$ 575.731 millones que se explican principalmente por \$ 430.871 millones de disminución en préstamos que devengan intereses, principalmente por pago de bonos (put option y yankee), más intereses en Endesa Chile por US\$ 556 millones y el efecto del tipo de cambio, parcialmente compensado por traspaso de deuda del largo plazo de Gasatacama, disminución en acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por \$ 102.545 millones, básicamente menores proveedores por compra de energía y disminución en cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$ 43.566 millones.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en \$ 265.971 millones, que se explica principalmente por disminución en préstamos que devengan intereses por \$ 235.184 millones, principalmente en Endesa Chile por un menor tipo de cambio y al menor reajuste de deuda denominada en Unidades de Fomento (U.F.) debido a la menor inflación, en Endesa Costanera, Chocón y Edegel por pago de préstamos y disminución del tipo de cambio, parcialmente compensado por traspaso al corto plazo de la deuda de Gasatacama y disminución en pasivos por



impuestos diferidos por \$ 46.634 millones. Lo anterior parcialmente compensado por aumentos en otros pasivos financieros y provisiones por \$ 20.639 millones.

El patrimonio neto aumentó en \$ 113.594 millones respecto de diciembre de 2008. El dominante aumentó en \$ 230.766 millones que se explica mayormente por el resultado del período de \$ 331.237 millones, aumento en la reserva de cobertura de ingresos dolarizados por \$ 150.909 millones y aumento en otras reservas por \$ 416 millones, parcialmente compensado por el efecto sobre la sociedad dominante de las diferencias de conversión sobre las inversiones y plusvalías compradas por \$ 108.476 millones, pago de dividendos por \$ 130.679 millones de los cuales se encontraban provisionados al 31 de diciembre de 2008 \$ 86.730 millones y disminución por dividendo mínimo por \$ 99.371 millones.

La participación de los minoritarios disminuye en \$ 117.172 millones, producto del efecto de conversión, dividendo mínimo y reverso de cobertura de derivados, parcialmente compensado por el resultado del minoritario por \$ 77.048 millones.

### Vencimientos de deuda con terceros

(Millones de pesos)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Balance	TOTAL
<b>Chile</b>	<b>2.816</b>	<b>191.667</b>	<b>114.212</b>	<b>8.881</b>	<b>220.475</b>	<b>114.197</b>	<b>652.923</b>	<b>1.305.172</b>
Endesa Chile (*)	2.816	191.667	114.212	8.881	220.475	114.197	652.923	1.305.172
<b>Argentina</b>	<b>40.026</b>	<b>42.797</b>	<b>42.871</b>	<b>12.798</b>	<b>13.155</b>	<b>7.312</b>		<b>158.958</b>
Costanera	26.778	26.512	20.714	12.798	13.155	7.312		107.269
Chocón	13.248	16.285	22.157					51.689
<b>Perú</b>	<b>23.184</b>	<b>28.826</b>	<b>40.974</b>	<b>55.815</b>	<b>24.543</b>	<b>23.018</b>	<b>45.189</b>	<b>241.547</b>
Edegel	23.184	28.826	40.974	55.815	24.543	23.018	45.189	241.547
<b>Colombia</b>	<b>84.516</b>	<b>102.366</b>	<b>42.221</b>	<b>80.485</b>		<b>13.046</b>	<b>167.711</b>	<b>490.345</b>
Emgesa	84.516	102.366	42.221	80.485		13.046	167.711	490.345
<b>TOTAL</b>	<b>150.543</b>	<b>365.656</b>	<b>240.277</b>	<b>157.979</b>	<b>258.173</b>	<b>157.572</b>	<b>865.822</b>	<b>2.196.023</b>

(\*) Incluye Endesa Chile, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta, Endesa Eco, Túnel El Melón, 50% de GasAtacama, 50% de Transquillota y 51% de HidroAysén.

### Liquidez y Endeudamiento

(Indicadores)	Variación %		
	dic. 2008	junio 2009	dic-2008/junio-2009
Liquidez corriente	0,92	1,18	28,3 %
Razón ácida	0,83	1,02	22,9 %
Pasivo total / (Patrimonio Neto)	1,47	1,11	(24,5 %)
% Deuda corto plazo	34,0	24,8	(27,1 %)
% Deuda largo plazo	66,0	75,2	14,0 %

El índice de liquidez corriente a junio de 2009 alcanza a 1,18 veces, aumentando en un 28,3% con respecto a diciembre de 2008. Lo anterior refleja a una compañía con una sólida posición de liquidez, manteniendo sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y un adecuado calendario de vencimientos de sus deudas, y la razón ácida llega a 1,02 veces, aumentando en un 22,9% con respecto a diciembre de 2008, lo que se explica principalmente por la disminución en préstamos que devengaron intereses (bonos).

La razón de endeudamiento a junio de 2009 se sitúa en 1,11 veces, disminuyendo en un 24,5% con respecto a diciembre de 2008.

### **Valor Libro y Económico de los Activos**

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las Propiedades, Plantas y Equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las Propiedades, Plantas y Equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente.

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una Sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.c de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes. Como resultado de dicha evaluación se determinó que no existe deterioro asociado a los negocios adquiridos, excepto en el caso de nuestra sociedad controlada en forma conjunta Gas Atacama Holding Ltda., cuya prueba de deterioro determinó en el año 2007 que el valor recuperable de los activos eran inferiores a su valor contable, realizando una provisión en dicha fecha.

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en Nota N°3 de los Estados Financieros.

### **D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS**

<b>Flujo de Efectivo (MILLONES DE PESOS)</b>	<b>enero-junio 2008</b>	<b>enero-junio 2009</b>	<b>Variac. % dic-2008/junio-2009</b>	<b>Var. Absoluta dic-2008/junio-2009</b>
De la Operación	304.663	438.907	44,1 %	134.244
De Financiamiento	(96.089)	(546.009)	(468,2 %)	(449.920)
De Inversión	(125.179)	(155.383)	(24,1 %)	(30.204)
Flujo Neto del período	83.395	(262.485)	(414,7 %)	(345.880)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	195.989	417.028	112,8 %	221.039

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de \$ 438.907 millones, lo que representa un aumento de un 44,1% respecto a junio de 2008. Este flujo está compuesto principalmente por la utilidad del período.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de \$ 155.383 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo y adquisición de activos intangibles por \$ 170.341 millones y préstamos a empresas relacionadas por \$ 6.412 millones, compensado por recaudación en ventas de propiedades, planta y equipo por \$ 2.579 millones, importes recibidos por dividendos por \$ 13.051 millones y otros flujos de efectivos por \$ 5.740 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 546.009 millones. Este flujo está originado principalmente por otros flujos de efectivos utilizados en actividades de financiación (bonos) por \$ 347.374 millones, pago de préstamos por \$ 133.709 millones, pago de préstamos a empresas relacionadas por \$ 48.098 millones, pago de intereses por \$ 54.206 millones, pago de dividendos a minoritarios por \$ 82.545 millones, pago de dividendos por la entidad que informa por \$ 90.986 millones y otros por \$ 2.683 millones. Lo anterior se compensa por obtención de préstamos por \$ 193.447 millones, emisión de otros pasivos financieros por \$ 8.986 millones y préstamos de entidades relacionadas por \$11.159 millones.

#### **Flujos de caja provenientes del exterior (1)**

(Millones de pesos)	Intereses recibidos		Dividends recibidos		Red. Capital		Amortiz. Intercomp.		Otros	
	ene.-jun.08	ene.-jun.09	ene.-jun.08	ene.-jun.09	ene.-jun.08	ene.-jun.09	ene.-jun.08	ene.-jun.09	ene.-jun.08	ene.-jun.09
Argentina	172,1	181,8	177,7						393,0	510,2
Peru			3.353,4	3.915,5						
Brazil			16.319,1	9.897,9						
Colombia			11.447,4	7.654,7						
<b>Total</b>	<b>172,1</b>	<b>181,8</b>	<b>31.297,5</b>	<b>21.468,0</b>					<b>393,0</b>	<b>510,2</b>

(Millones de pesos)	Total	
	ene.-jun.08	ene.-jun.09
Argentina	742,8	692,0
Peru	3.353,4	3.915,5
Brazil	16.319,1	9.897,9
Colombia	11.447,4	7.654,7
<b>Total</b>	<b>31.862,7</b>	<b>22.160,0</b>

(1) Cada transacción fue originalmente expresada en dólares y llevada a pesos chilenos al tipo de cambio de cierre del semestre.

#### **E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN LOS MERCADOS EN QUE OPERA LA EMPRESA DURANTE EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2009**

##### **ARGENTINA**

- El Gobierno decidió archivar hasta nuevo aviso todas las revisiones tarifarias integrales (RTI) del sector eléctrico que iban a entrar en vigencia a partir del mes de febrero de 2009. La decisión adoptada por el ministerio de Planificación dejó a las distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap y a las transportistas eléctricas sin las actualizaciones tarifarias que se habían pactado a mediados del año pasado, lo que indirectamente también afecta al financiamiento de Cammesa, que es la entidad que administra los pagos a las generadoras.
- CENTRAL PUERTO, cuyo principal accionista es el grupo Sadesa, concretó la compra de la participación accionaria de Hidroeléctrica Piedra del Aguila en las centrales térmicas Manuel Belgrano y José de San Martín.

##### **CHILE**

- El 30 de enero del 2009 las empresas generadoras presentaron sus ofertas en las licitaciones de largo plazo de las empresas distribuidoras CGE Distribución, Chilquinta y Saesa, para los consumos de sus clientes regulados a partir del 1 de enero del 2010 (8.100 GWh anuales). Se adjudicaron 7.200 GWh anuales (89% de las energías licitadas) en contratos con una duración entre 12 y 15 años. Las empresas que fueron adjudicadas fueron Endesa, Colbún, Campanario Generación y AES Gener, además de la Eólica Monte Redondo. Endesa se adjudicó un total de 2.660 GWh/año correspondientes a suministro a Chilquinta y CGE Distribución, a un precio promedio de energía de 102,1 US\$/MWh.
- El 19 de enero fue publicado el Decreto N°381 que fija los Precios de Nudo en el SIC que rigen desde el 1 de noviembre del 2008. El precio monómico en Alto Jahuel 220 kV alcanzó un valor de 119,3 US\$/MWh y de 63,25 \$/kWh, representando un aumento de 4,0% en dólares y de 9,8% en pesos, en relación con los valores vigentes desde la indexación de agosto 2008. Los valores antes indicados no incluyen el cargo/abono de la RM88.

- Por otra parte, el mismo día 19 de enero la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°81 que informa de la indexación de precios de nudo. El precio monómico en Alto Jahuel 220 kV alcanzó un valor de 104,00 US\$/MWh y de 64,31 \$/kWh, representando una caída de 12,8% en dólares y de 1,7% en pesos, en relación con los valores vigentes desde noviembre de 2008. Los valores antes indicados no incluyen el cargo/abono de la RM88. Estos valores son vigentes desde el 19 de enero de 2009. Endesa, Colbún y Gener presentaron un recurso de reconsideración, solicitando que la fecha de vigencia correspondiera al día 16 de noviembre de 2008.
- Con fecha 9 de enero, fue publicado el Decreto N°320 que fija Tarifas de Subtransmisión y sus Fórmulas de Indexación. Este Decreto fija el pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas; el pago por uso de los sistemas de subtransmisión por parte de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde dichos sistemas para empresas concesionarias de servicio público de distribución o clientes finales; y los peajes de subtransmisión que adicionados a los precios de nudo en los puntos de inyección a los sistemas de subtransmisión, constituyan los precios de nudo en los puntos de retiros de dichos sistemas.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) a través de su Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y con la asesoría técnica del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) lanzó el 29 de marzo la Licitación Internacional del Primer Proyecto Público de Venta de Reducciones de CO<sub>2</sub>. Este llamado tiene por objetivos financiar parte del programa de recambio de ampolletas, cuantificar el ahorro de energía eléctrica de este proyecto y conocer de manera certera la reducción de emisiones de gases efecto invernadero asociada al programa de recambio. Se estima que este proyecto permitirá evitar la emisión de 258.000 toneladas de CO<sub>2</sub>/año. El plazo para la recepción de ofertas finalizó el día 4 de mayo de 2009.
- El día 9 de julio 2009 la distribuidora CGE Distribución adjudicó sus contratos por 850 GWh/año. ENDESA se adjudicó 400 GWh/año a un precio promedio de US\$/MWh 100,25. Las otras empresas generadoras adjudicadas fueron Monte Redondo, Diego de Almagro y Puntilla, y con ello CGE completa sus procesos de licitación para el período 2010 – 2015. El precio promedio al que se adjudicaron los bloques de este proceso fue de US\$/MWh 99,4.
- La Comisión Nacional de Energía informó que se postergó para el 4 de septiembre del 2009, la presentación de ofertas de las empresas generadoras en el proceso de licitación de largo plazo que están realizando las distribuidoras Emelari, Eliqsa y Elecda en el SING para sus necesidades de suministro desde el año 2012 en adelante, por un plazo de 15 años.
- El día 16 de junio se publicó en el Diario Oficial el Decreto de Precios de Nudo que rige desde el 1 de mayo del 2009. El precio medio en Alto Jahuel 220 kV alcanzó un valor de 100,01 US\$/MWh y de 59,30 \$/kWh, representando una disminución de 3,8% en dólares y de 7,8% en pesos en relación con los valores vigentes hasta el 30 de abril. Los valores antes indicados no incluyen el cargo/abono de la RM88.
- El día 3 de abril de 2009 se publicó la Ley N° 20.339: Incorpora el combustible Gas Natural Licuado (GNL) al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (FEPCO). El mecanismo tiene por objetivo el equilibrio de precios relativos entre el GNL y el gas licuado de petróleo GLP y el Petróleo Diesel. Se establece un impuesto a beneficio fiscal o un crédito de cargo fiscal al GNL cuyo monto por metro cúbico será igual al impuesto/crédito del mismo período que se aplique al combustible de menor valor, en unidades de energía, entre el GLP y el Petróleo Diesel. Resta la publicación del reglamento correspondiente.
- El 30 de junio arribó a Quintero, proveniente de Trinidad y Tobago, el primer buque con GNL que abastecerá al Terminal de Regasificación. Su capacidad es de 145.000 m<sup>3</sup> que fueron provistos por BG Group y que una vez procesados en Chile se transformarán en 84.000.000 m<sup>3</sup> que servirán para realizar las pruebas técnicas del Terminal en la V Región, las que se extenderán entre 45 y 60 días.

## COLOMBIA

- Desde el 7 de abril de 2009 se incrementaron los límites operativos de intercambio de energía de Colombia a Ecuador en aproximadamente 129% debido a la solicitud realizada por Ecuador con el fin de enfrentar la emergencia que atraviesa ese país por la indisponibilidad de algunas de las centrales de generación. En energía se aumentó el límite de 3,4 GWh/día a 7,8 GWh/día, en potencia máxima de 260 MW a 480 MW y en potencia media de 142 MW a 325 MW. Esto significa que Colombia atendería aproximadamente un 12 % de la demanda de Ecuador.
- Otorgada licencia ambiental: El 15 de mayo se otorgó la licencia ambiental al proyecto El Quimbo, mediante Resolución 899, el cual será desarrollado por Emgesa con una capacidad instalada de 400 MW y cuya fecha estimada de entrada es diciembre 2013.

## PERÚ

- El día 19 de febrero el MINEM emitió el decreto (DU 023) que establece como prioridades para la distribución de gas natural (GN) a los servicios públicos y las generadoras de ciclo dual, garantizando el suministro durante períodos de gran demanda. El decreto regirá hasta el 31 de diciembre del 2011 y no está diseñado para interferir en el contrato del gobierno con la empresa Perú LNG, que contempla empezar a exportar gas natural en 2010.
- La nueva tarifa en barra, aplicable desde el 1 de mayo, fue fijada en la Resolución OSINERGMIN-053-2009. El nuevo valor es 31,93 (energía) y 9,77 (potencia) = 41,69 US\$/MWh en términos monómicos. Estos valores representan un crecimiento de 1,5% con respecto a la tarifa vigente en abril.
- El 4 de mayo, se inició la tercera convocatoria para el proceso de licitación del mercado regulado para la contratación del suministro de potencia y energía asociada. Las empresas Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Electro Sur Este S.A.A. y Electropuno S.A.A. se han incorporado al proceso conducido por Hidrandina. Edegel no se presentará a la licitación.
- La segunda licitación de Edelnor fue declarada parcialmente desierta porque las potencias ofertadas por los generadores no cubrieron la demanda licitada total. El precio tope de OSINERGMIN, fue de 43,74 US\$/MWh. Edegel (incluyendo a Chinango) se adjudicó 238 MW y 317 MW de potencia y 1.529 GWh y 2.020 GWh de energía para los años 2012 y 2013 respectivamente. EEPESA Presentó 2 ofertas por 45 y 46 US\$/MWh, las cuales fueron descartadas por superar el precio máximo fijado en 43.7 US\$/MWh.
- La primera licitación de Luz del Sur fue declarada desierta parcialmente porque las potencias ofertadas por los generadores no cubrieron la demanda licitada total. El precio tope de OSINERGMIN fue de 43,74 US\$/MWh. Edegel (incluyendo a Chinango) se adjudicó 34 MW y 48 MW de potencia y 18 GWh y 25 GWh de energía para los años 2012 y 2013 respectivamente.
- Conforme lo dispuesto en la regulación vigente los generadores que utilizan gas natural como combustible deben declarar un precio único de gas natural, con el cual se calcula su costo variable para despacho en el COES, para el período 1/jul/2009 a 30/jun/2010. Esta declaración fue efectuada el 15 de junio. Luego de los correspondientes estudios, Edegel presentó 2.551 US\$/MBtu para Santa Rosa, 1.444 US\$/MBtu para Nueva Santa Rosa y 1.372 US\$/MBtu para Ventanilla. Con estos valores se asegura un adecuado despacho de las unidades del Grupo frente al resto de generadores térmicos para maximizar el margen variable.

## Mercados en que participa la Empresa

### 1) MERCADO CHILENO

1er sem. 2009 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuenche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
<b>Total generación de energía</b>	<b>7.772,2</b>	<b>1.373,8</b>	<b>9.146,0</b>	<b>1.229,0</b>	<b>10.375,0</b>
Generación hidroeléctrica	4.608,3	1.373,8	5.982,1	-	5.982,1
Generación térmica	3.136,0	-	3.136,0	1.229,0	4.365,0
Generación eólica	27,9	-	27,9	-	27,9
<b>Compras de energía</b>	<b>2.534,8</b>	<b>-</b>	<b>152,0</b>	<b>211,8</b>	<b>363,7</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.382,8	-	2.382,8	-	2.382,8
Compras a otros generadores	152,0	-	152,0	-	152,0
Compras en el spot	-	-	-	211,8	211,8
<b>Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros</b>	<b>199,5</b>	<b>6,3</b>	<b>205,9</b>	<b>17,5</b>	<b>223,4</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>10.107,5</b>	<b>1.367,4</b>	<b>9.092,1</b>	<b>1.423,2</b>	<b>10.515,3</b>
Ventas a precios regulados	5.557,6	181,1	5.738,7	348,8	6.087,5
Ventas a precios no regulados	1.873,5	87,4	1.960,9	997,8	2.958,7
Ventas al spot	1.037,4	355,1	1.392,5	76,6	1.469,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	1.639,0	743,8	2.382,8	-	2.382,8
<b>VENTAS TOTALES DEL SISTEMA</b>	<b>19.520,3</b>	<b>19.520,3</b>	<b>19.520,3</b>	<b>6.830,1</b>	<b>26.350,4</b>
Participación sobre las ventas (%)	<b>43,4%</b>	<b>3,2%</b>	<b>46,6%</b>	<b>20,8%</b>	<b>39,9%</b>

1er sem. 2008 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuenche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
<b>Total generación de energía</b>	<b>7.277,8</b>	<b>1.397,3</b>	<b>8.675,0</b>	<b>1.175,1</b>	<b>9.850,2</b>
Generación hidroeléctrica	3.922,8	1.397,3	5.320,0	-	5.320,0
Generación térmica	3.342,5	-	3.342,5	1.175,1	4.517,7
Generación eólica	12,5	-	12,5	-	12,5
<b>Compras de energía</b>	<b>2.655,7</b>	<b>41,0</b>	<b>209,0</b>	<b>210,1</b>	<b>419,1</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.487,7	-	2.487,7	-	2.487,7
Compras a otros generadores	168,0	-	168,0	-	168,0
Compras en el spot	-	41,0	41,0	210,1	251,1
<b>Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros</b>	<b>185,4</b>	<b>6,4</b>	<b>191,9</b>	<b>9,7</b>	<b>201,5</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>9.747,6</b>	<b>1.431,8</b>	<b>8.691,9</b>	<b>1.375,6</b>	<b>10.067,5</b>
Ventas a precios regulados	5.649,1	175,4	5.824,5	346,7	6.171,2
Ventas a precios no regulados	1.948,5	75,2	2.023,7	935,0	2.958,7
Ventas al spot	406,3	437,4	843,7	93,9	937,6
Ventas a empresas generadoras relacionadas	1.743,6	743,8	2.487,4	-	2.487,4
<b>VENTAS TOTALES DEL SISTEMA</b>	<b>19.847,2</b>	<b>19.847,2</b>	<b>19.847,2</b>	<b>6.453,2</b>	<b>26.300,4</b>
Participación sobre las ventas (%)	<b>40,3%</b>	<b>3,5%</b>	<b>43,8%</b>	<b>21,3%</b>	<b>38,3%</b>

## 2) CHILE Y OTROS MERCADOS

1er sem. 2009 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	TOTAL Cons.
<b>Total generación de energía</b>	<b>5.027,9</b>	<b>1.533,5</b>	<b>6.561,4</b>	<b>10.375,0</b>	<b>6.633,7</b>	<b>4.300,9</b>	<b>17.496,0</b>	<b>27.871,0</b>
Generación hidroeléctrica	-	1.533,5	1.533,5	5.982,1	6.294,3	2.520,4	10.348,2	16.330,2
Generación térmica	5.027,9	-	5.027,9	4.365,0	339,4	1.780,5	7.147,8	11.512,8
Generación eólica	-	-	-	27,9	-	-	-	27,9
<b>Compras de energía</b>	<b>71,0</b>	<b>216,9</b>	<b>287,9</b>	<b>363,7</b>	<b>1.831,2</b>	<b>99,7</b>	<b>2.218,8</b>	<b>2.582,6</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	2.382,8	-	-	-	2.382,8
Compras a otros generadores	-	-	-	152,0	615,7	-	615,7	767,7
Compras en el spot	71,0	216,9	287,9	211,8	1.215,5	99,7	1.603,1	1.814,9
<b>Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros</b>	<b>46,8</b>	<b>-</b>	<b>46,8</b>	<b>223,4</b>	<b>74,0</b>	<b>105,3</b>	<b>226,2</b>	<b>449,5</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>5.052,1</b>	<b>1.750,4</b>	<b>6.802,5</b>	<b>10.515,3</b>	<b>8.390,9</b>	<b>4.295,3</b>	<b>19.488,7</b>	<b>30.004,0</b>
Ventas a precios regulados	-	-	-	5.738,7	4.182,9	1.954,2	6.137,1	11.875,8
Ventas a precios no regulados	423,3	657,0	1.080,3	3.307,6	1.199,9	2.032,0	4.312,2	7.619,7
Ventas al spot	4.628,8	1.093,4	5.722,2	1.469,0	3.008,1	309,1	9.039,4	10.508,4
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	2.382,8	-	-	-	2.382,8
<b>VENTAS TOTALES DEL SISTEMA</b>	<b>51.937,5</b>	<b>51.937,5</b>	<b>51.937,5</b>	<b>26.350,4</b>	<b>39.668,2</b>	<b>13.452,0</b>		
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>9,7%</b>	<b>3,4%</b>	<b>13,1%</b>	<b>39,9%</b>	<b>21,2%</b>	<b>31,9%</b>		

1er sem. 2008 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	TOTAL Cons.
<b>Total generación de energía</b>	<b>4.638,5</b>	<b>700,7</b>	<b>5.339,2</b>	<b>9.850,2</b>	<b>6.004,4</b>	<b>4.119,1</b>	<b>15.462,8</b>	<b>25.312,9</b>
Generación hidroeléctrica	-	700,7	700,7	5.320,0	5.689,6	2.374,7	8.765,0	14.085,1
Generación térmica	4.638,5	-	4.638,5	4.517,7	314,9	1.744,3	6.697,7	11.215,4
Generación eólica	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Compras de energía</b>	<b>43,1</b>	<b>366,1</b>	<b>409,1</b>	<b>419,1</b>	<b>1.980,0</b>	<b>167,1</b>	<b>2.556,3</b>	<b>2.975,5</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	2.487,7	-	-	-	2.487,7
Compras a otros generadores	-	-	-	168,0	450,7	-	450,7	618,7
Compras en el spot	43,1	366,1	409,1	251,1	1.529,4	167,1	2.105,6	2.356,7
<b>Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros</b>	<b>42,7</b>	<b>-</b>	<b>42,7</b>	<b>201,5</b>	<b>93,8</b>	<b>92,3</b>	<b>228,8</b>	<b>430,4</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>4.638,8</b>	<b>1.066,8</b>	<b>5.705,6</b>	<b>10.067,5</b>	<b>7.890,6</b>	<b>4.194,0</b>	<b>17.790,2</b>	<b>27.857,8</b>
Ventas a precios regulados	-	-	-	6.171,2	4.180,9	1.781,9	5.962,8	12.134,0
Ventas a precios no regulados	537,9	680,6	1.218,5	2.958,7	1.214,1	2.256,2	4.688,8	7.647,5
Ventas al spot	4.101,0	386,2	4.487,1	937,6	2.495,7	155,8	7.138,6	8.076,3
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	2.487,4	-	-	-	2.487,4
<b>VENTAS TOTALES DEL SISTEMA</b>	<b>52.773,2</b>	<b>52.773,2</b>	<b>52.773,2</b>	<b>26.300,4</b>	<b>36.279,7</b>	<b>13.388,0</b>		
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>8,8%</b>	<b>2,0%</b>	<b>10,8%</b>	<b>38,3%</b>	<b>21,7%</b>	<b>31,3%</b>		

## G) ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

### ARGENTINA

- Situación hidrológica: El embalse de El Chocón finalizó a 30 de junio en la cota 377,86 msnm, superior a los 371,55 msnm con los que finalizó el mismo mes del año anterior. Esto significa una mayor energía acumulada en el embalse de 712,7 GWh en relación con el año anterior. Los aportes en la cuenca del Limay (Chocón), estuvieron en torno al 107% superior a la media histórica en el mes de junio.
- Variación de la demanda de energía: La demanda para el período 1 de enero al 30 de junio de 2009 es de 51.937 GWh, que equivale a una disminución de -1,6 % con respecto al mismo período del año anterior (52.773 GWh).

### CHILE

- Riesgo hidrológico:
  - Lo que va del año hidrológico abril 2009-junio 2009 registra una probabilidad de excedencia de su energía afluente en un 42,8%, lo que lo sitúa en un año normal.
  - Al 1 de julio de 2009, el nivel en los embalses acumula 3.505 GWh de energía equivalente (aproximadamente 21% menor que el nivel registrado al 1 de julio de 2008, lo que equivale a 935 GWh menos).
- Variación de las ventas de energía: Las ventas de energía totales de Chile (SIC + SING) para el período 1 de enero al 30 de junio de 2009 es de 26.350 GWh, que equivale a un crecimiento de 0,2% con respecto al mismo período del año anterior (26.300 GWh). El SIC disminuyó en 1,7% y el SING aumentó en 5,8%.

### COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: Los aportes totales del SIN durante el trimestre abril a junio 2009, trimestre que corresponde a inicios del invierno, fueron del 88% con respecto al promedio histórico (hidrología seca). Para Guavio los afluentes para el período fueron de 75% (condición seca) y para Betania fueron de 87% (también condición seca). El nivel del embalse más representativo para Endesa (Guavio), se ubicó a 30 de junio en el 45,7% de su capacidad máxima, equivalentes a 971 GWh (aprox. 19% menos que el nivel de la misma fecha del año anterior).

- Precio Spot: El precio de bolsa promedio para el segundo trimestre de 2009 fue de 111,4 Col\$/kWh, lo que representa un incremento del 24% con respecto al mismo período del año anterior (90,1 col\$/kWh), este aumento se debe principalmente a las condiciones hidrológicas presentadas en el trimestre. El precio de bolsa se define a partir de las ofertas de los agentes, que desde febrero de 2009 pasaron a ser confidenciales por un período de tres meses, según lo definido en la resolución CREG 006-2009 y CREG 015-2009.
- Variación de la demanda de energía: La demanda acumulada desde el 1 de enero al 30 de junio de 2009 es de 26.609 GWh, que equivale a un alza de 0,6% con respecto al mismo período del año anterior (26.458 GWh).

## **PERÚ**

- Riesgo hidrológico: el volumen total embalsado en lagunas y reservorios de Edegel a fines de junio 2009 alcanzó aproximadamente los 263,1 MMm<sup>3</sup>, lo cual representa el 92% de la capacidad total (9% más que el nivel presentado a la misma fecha del año anterior). En el segundo trimestre, los caudales de la cuenca del Rimac, fueron un 123% del promedio (categoría húmeda), ampliamente superior al 85% obtenido en el primer semestre de 2008. En este período los ríos Tulumayo y Tarma mantuvieron caudales que, con respecto al promedio, representan un 108% (categoría semi-húmeda) y 103% (categoría semi-húmeda), respectivamente.
- Variación de las ventas de energía: Las ventas estimadas para el período 1 de enero al 30 de junio de 2009 es de 13.452 GWh, que equivale a 0,5% mayor que respecto al mismo período del año anterior (13.388 GWh).

## **H) GESTIÓN DE RIESGO FINANCIERO**

### **RIESGO DE TASA DE INTERÉS**

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda bruta total, se situó en 49% a junio de 2009.

Dependiendo de las estimaciones de Endesa Chile y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a collars que aseguran la tasa Libor dentro de una banda determinada.

### **RIESGO DE TIPO DE CAMBIO**

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda denominada en moneda extranjera
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos
- Ingresos que están directamente vinculados a la evolución del dólar
- Flujos desde filiales en el extranjero a la matriz, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de Endesa Chile es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. En línea con lo anterior, los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.



## **RIESGO DE LIQUIDEZ**

La compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Estas necesidades proyectadas incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 30 de Junio de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de US\$ 724 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US\$ 200 millones en líneas de crédito disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2008, el Grupo tenía una liquidez de US\$ 1.128 millones en efectivo y otros medios equivalentes, y US\$ 200 millones en líneas de crédito disponibles de forma incondicional de largo plazo.

## **ACTIVOS DE CARÁCTER FINANCIERO**

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) con límites establecidos para cada entidad (no más de 30% por entidad).

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible, los primeros.

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.