

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(ENDESA)

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

Al 31 DE DICIEMBRE DE 2004

A) RESUMEN

El resultado antes de impuestos e interés minoritario de Endesa en el año 2004 creció un 25% con respecto al año 2003, alcanzando a M\$ 203.916.252, mayor en M\$ 40.422.717 a la respectiva cifra para el año anterior. El resultado operacional de la Compañía muestra un desempeño superior con respecto al del año 2003, alcanzando M\$ 369.025.170 en el año 2004, cifra que se compara positivamente con M\$ 346.973.670 del año 2003. El resultado no operacional también impactó positivamente al resultado neto de la compañía en el año 2004 con respecto al año 2003 producto de la reducción en \$16.681.469 de los gastos financieros de la compañía. Cabe destacar que el resultado del año 2004 mejora a pesar de que se incluye una provisión de M\$ 17.127.000 asociada a la reliquidación de la potencia firme del período abril 2000 a marzo 2004 y del período abril 2004 a noviembre 2004, de acuerdo a la resolución del panel de expertos.

La utilidad neta de Endesa en el año 2004 alcanzó M\$ 83.788.756, que se compara con la utilidad neta de M\$ 80.084.185 registrada en 2003. El impuesto a la renta a diciembre de 2004 alcanzó a M\$ 93.426.794, que se compara con M\$ 28.062.535 alcanzados a diciembre de 2003, diferencia producida principalmente por un incremento en los impuestos diferidos con respecto al año 2003 como consecuencia de los efectos de las pérdidas tributarias causadas por la devaluación del peso Argentino desde el año 2002.

Cabe indicar que el resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Consolidada (EBITDA) alcanzó M\$ 541.216.980 en el año 2004. La deuda neta consolidada se redujo en M\$ 299.548.216 en 2004 con relación al año anterior. En el año 2004 el monto de inversiones alcanzó US\$ 183 millones, de los cuales US\$ 120 millones correspondieron a inversiones en Chile.

Los principales hechos relevantes que identificamos durante el año 2004 son los siguientes:

- Incorporación comercial de la central Ralco al SIC, a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad, aportando una potencia máxima de 690 MW, superior a la que fue proyectada originalmente de 570 MW. Esta mayor potencia, considerando una tardía mejoría en la hidrología del país durante el año 2004, permitirá contribuir muy significativamente a abastecer el fuerte crecimiento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Central, SIC, de los próximos años.
- Cambio en el escenario eléctrico nacional producto de la crisis del gas natural en Argentina, llevando a una tendencia alcista en los precios de mercado de la electricidad, incluyendo el precio nudo que a partir de mayo de este año fue reajustado incorporando el mayor costo de la generación térmica debido a las restricciones del gas y posteriormente en el proceso de fijación correspondiente al período noviembre 2004-abril 2005, modificándose el plan de obras considerando tecnologías alternativas al gas natural para abastecer las necesidades futuras del sistema eléctrico nacional.
- Exitoso término de las disputas comerciales contractuales de la filial en Brasil, Cachoeira Dourada con su principal cliente, la compañía distribuidora del estado de Goiás, CELG,

Con formato: Numeración y viñetas

reflejado a través de una mejoría en los estados financieros de esta filial, prácticamente cuadruplicando el resultado operacional del año 2004 con respecto al año 2003.

- Positivas señales de la Autoridad Argentina en términos del proceso de sinceramiento de los precios del sector eléctrico que comenzó en febrero con un primer ajuste al precio estacional para grandes usuarios y clientes comerciales y un segundo reajuste en noviembre, continuando en mayo y diciembre respectivamente con el traspaso del nuevo precio del gas natural a los costos variables de generación reconocidos por el regulador, llevando a un incremento del precio spot para las empresas generadoras.
- Publicación del reajuste de tarifas de generación de energía por el organismo peruano Osinerg para el período noviembre 2004-abril 2005, la cual muestra un aumento del 19 % en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de mayo de 2004. Este incremento se ha debido a una mejor estimación del Plan de Obras, a un reajuste positivo del crecimiento de la demanda, a mayores costos de combustibles y a una mejor estimación del precio de potencia.
- Fuerte aumento en la demanda de energía eléctrica en los países en que operamos, donde se presenta un crecimiento acumulado del año 2004 superior al del año 2003, siendo el 6,8% el crecimiento acumulado en Argentina, 5,4 % en Brasil, 2,7 % en Colombia, 7,9% en el principal sistema eléctrico en Chile y 5,9% en Perú.
- Récord histórico de producción diaria de los activos que maneja Endesa en América Latina, al alcanzar el 23 de noviembre los 204.115 MWh, 13% mayor que el récord diario de años anteriores. Lo anterior corresponde a un factor de carga de dicha jornada de un 58,1%.
- Asimismo, con fecha 26 de enero de 2005, la clasificadora internacional Moody's Investor Services elevó la clasificación de Endesa a Ba1 con perspectivas estables, desde Ba2. Esta clasificación, si bien consideramos subestima la real solidez de la compañía, está basada en sus mejoras operacionales y financieras.

Los ingresos de explotación consolidados del año 2004 de la Compañía aumentaron un 9,5 % con respecto al año 2003, alcanzando M\$ 1.032.662.084 en el año 2004. Las ventas físicas de energía eléctrica crecieron un 5,5 %, y el precio promedio de las ventas eléctricas también registra un alza. Los costos de explotación consolidados de Endesa totalizaron M\$ 629.191.426 en el año 2004, lo que representa un alza de 11,5 % con respecto al año anterior, principalmente como consecuencia de los mayores costos de combustibles para la generación térmica, los que alcanzaron M\$ 119.210.144 en el año 2004. La generación de energía eléctrica aumentó en un 11,4 %, equivalente a 4.899 GWh, aportado por energía térmica, y permitiendo reducir las compras físicas de energía en 23 %, equivalente a 1.924 GWh.

El resultado operacional consolidado del año 2004 asciende a M\$ 369.025.170, 6,4% superior al obtenido en el año 2003. El mayor resultado operacional obtenido durante el año 2004 se debió a mejoras de Colombia, Brasil y Argentina.

El resultado operacional de Chile representó un 40,6 % del resultado operacional total de la Compañía. En Chile, el resultado operacional de 2004 alcanzó M\$ 149.718.155, disminuyendo en M\$ 9.423.245 con respecto al alcanzado en el año 2003, básicamente producto de mayores costos variables de explotación. Cabe destacar, que este resultado está fuertemente impactado por el menor resultado durante el primer semestre de 2004, que disminuyó en una cifra cercana a los M\$ 14.000.000, siendo un 17,3 % inferior con respecto al primer semestre de 2003. Durante el último trimestre del año 2004, el resultado operacional proveniente de Chile se incrementó en más de M\$ 5.300.000 con respecto al

mismo trimestre del año 2003, equivalente a un crecimiento de un 14%, como consecuencia de un 17% de incremento en la generación hidroeléctrica.

En Argentina, el resultado operacional del año 2004 alcanzó M\$ 34.378.759, lo que representa un 9,3 % del resultado operacional total de Endesa en el período. Esta cifra se compara con M\$ 33.121.053 del año 2003. La operación en Argentina presenta un significativo 30 % de aumento en los ingresos, alcanzando M\$ 148.299.615, respondiendo al importante aumento de la generación y de la demanda de energía eléctrica. Las mayores ventas físicas de la filial Central Costanera, que crecen en un 74 % con respecto al año 2003, incidido por la capacidad de la central Costanera de operar no sólo con gas natural, sino también con fuel oil, son parcialmente contrarrestadas por menores ventas de El Chocón, debido a la baja hidrología en la zona del Comahue. La participación de la generación térmica de Costanera crece de un 50,3 % del total de generación térmica de Endesa en el año 2003 a 70,4 % durante el año 2004. Los costos de explotación en Argentina aumentan un 41,0 %, alcanzando M\$ 111.351.798 en 2004, por el mayor costo de combustible que en el período registró un alza de un 237,6 %, debido a la mayor generación de electricidad en Costanera que se duplicó con respecto al año 2003 y las restricciones de gas natural en el mercado argentino que llevaron a la Compañía a aumentar su generación con combustibles líquidos.

La actividad operacional en Brasil de la filial Cachoeira Dourada representa un 3,9 % del resultado operacional consolidado de Endesa en el año 2004. El resultado operacional de Cachoeira Dourada en el año 2004 alcanzó M\$ 14.314.032, un 281,8 % superior al de 2003, evidenciando los logros alcanzados por la empresa en términos de la disputa contractual que mantenía con su principal cliente, CELG, subsanado totalmente en el año 2004. Los ingresos operacionales aumentaron un 33,1 % con respecto al año 2003, alcanzando M\$ 42.006.221. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó un 7,9 % con respecto a 2003, como consecuencia de la creciente demanda y la favorable hidrología.

En Colombia, el resultado operacional del año 2004 alcanzó a M\$ 118.456.420, lo que representa un aumento de 34,4 % con respecto al resultado operacional del año 2003, contribuyendo con el 32,1 % del resultado operacional total de Endesa. La filial Emgesa contabilizó un resultado operacional de M\$ 100.903.361 y Betania de M\$ 17.553.059, equivalente a un aumento de M\$ 18.332.755 y M\$ 11.990.042, respectivamente, comparado con el año 2003. Los ingresos por ventas de energía en Colombia aumentaron en un 17,6 %, como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano y la buena hidrología. Las ventas físicas aumentaron en 667 GWh, y la generación física aumentó en 1.087 GWh, con un menor aporte de generación térmica, permitiendo reducir las compras de energía y los costos de combustible comparado con el año 2003.

En Perú, el resultado operacional del año 2004 de la filial Edegel alcanzó M\$ 52.157.804, lo que se compara con M\$ 62.828.950 del año anterior. El resultado operacional de Edegel representa el 14,1 % de los resultados operacionales totales de Endesa en el año 2004. Los ingresos registraron un aumento de 7,7 % en el año, equivalente a M\$ 8.842.943, contabilizando un total de M\$ 123.375.092. Las ventas físicas fueron menores que las del año 2003 debido a la baja hidrología en la zona, pero el consiguiente aumento en el nivel de precios, impactado también por el aumento del precio internacional de los combustibles, permitió compensar la baja física. Sin embargo, la menor hidrología también afectó el nivel de los costos de explotación de la compañía, que aumentaron en 44,6 % con respecto al año 2003, elevándose a un total de M\$ 63.778.805. La generación física de energía eléctrica de Edegel en el año 2004 cayó un 3,9 % a 4.285,2 GWh, disminuyendo la generación hidroeléctrica en 408,4 GWh y aumentando la generación térmica en 235,2 GWh, lo que llevó a un mayor gasto en combustible y mayores compras de energía eléctrica.

En cuanto a los resultados no operacionales, la Compañía registra un valor negativo consolidado durante el año 2004 inferior al valor registrado durante el año 2003, alcanzando (M\$ 165.108.918), equivalente a una mejora de 10%. Los menores gastos financieros por M\$ 16.681.469 y mayores ingresos por diferencias de cambio y corrección monetaria fueron parcialmente contrarrestados por mayores otros egresos no operacionales netos de ingresos como consecuencia-consecuencia de las reliquidaciones del pago de potencia en Chile. La

utilidad proveniente de inversiones en empresas relacionadas que no consolidan con Endesa alcanzó M\$ 19.289.364, equivalente a un aumento de M\$ 1.102.901.

Los mayores otros egresos fuera de explotación neto de ingresos por M\$ 12.168.055 se explican básicamente por mayores pérdidas de M\$ 27.186.987 provenientes del ajuste de conversión a normas chilenas, producto de la aplicación del Boletín Técnico N° 64, principalmente de las filiales de Colombia y Brasil; mayores pérdidas por aumento de provisiones por Reliquidación de Potencia de ejercicios anteriores por M\$ 13.380.006, compensados principalmente por mejor resultado por venta de activos fijos por M\$ 12.470.874 y M\$ 6.915.462 por utilidad por liquidación de derivados en el año 2004.

Con relación a los impuestos, éstos registraron un aumento de M\$ 65.364.259 en el año 2004 comparado con el año 2003. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó M\$ 93.426.794, compuesto por un gasto de M\$ 52.778.126 en impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto al año 2003 ascendente a M\$ 1.439.529, asociado a los mejores resultados tributables del año con respecto al año 2003 y M\$ 40.648.668 por impuestos diferidos, que representa un alza de M\$ 63.924.730 con respecto al año 2003. El mayor gasto en impuestos diferidos del 2004 con respecto al 2003, en que representó un beneficio de M\$ 23.276.062, se registró principalmente en Argentina como consecuencia básicamente del efecto de la significativa devaluación efectuada como parte del Plan de Emergencia. Esto se produce debido a que en junio de 2003 se registraron por primera vez los efectos de las pérdidas tributarias que tenían las compañías, cuyo monto al 31 de diciembre de 2003 era de M\$ 33.933.175, causadas por la devaluación del peso argentino desde inicios del año 2002. Ahora bien, producto de la recuperación del tipo de cambio y mejores resultados de las compañías, la pérdida tributaria ha disminuido, reflejando a diciembre de 2004 pérdidas por reverso de impuestos diferidos de M\$ 14.028.643.

Inversiones

El término del proyecto Ralco con su puesta en servicio el día 6 de septiembre concluye el proyecto de inversión de mayor envergadura de la compañía de los últimos 10 años. Su aporte original de capacidad instalada se estimaba en 570 MW, sin embargo, la potencia total que se evidenció durante la etapa de pruebas de las turbinas demostró que el potencial era mayor. El 9 de diciembre de 2004 la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA) autorizó a la central hidroeléctrica Ralco a operar con una potencia de 690 MW, lo que implica aportar al sistema 120 MW adicionales y mejorar la distribución del recurso hídrico, con el fin de cubrir la demanda en horas de punta, aumentando marginalmente la generación promedio anual.

Tarifas y Legislación en Chile

El precio monómico del Nudo Alto Jahuel, fijado en abril de 2004, con un factor de carga de 74,4 % alcanzó a \$25,39, lo que equivale a 42,04 US\$/MWh al tipo de la fijación. Esta tarifa, que resultó ser un 6,2% superior en pesos a la fijada en el proceso anterior, fue aplicable a contar de Mayo y hasta Octubre de 2004.

En relación con el proceso de fijación de precios de nudo del Sistema Interconectado Central que culminó en el Informe Definitivo de octubre de 2004, hecho llegar por la CNE a las empresas con fecha 19 de octubre de 2004, cabe señalar que en esta ocasión operó la banda de precios medios libres. Adicionalmente, se introdujeron cambios a los factores de penalización de la energía y de la potencia por medio de los cuales quedan definidos los precios en los distintos nudos del sistema.

El efecto para Endesa de esta última fijación implicó un alza del precio medio de facturación a clientes regulados de un 6,5 % en pesos y de un 4,3 % en dólares con respecto al precio medio correspondiente a la fijación de abril de 2004.

Financiamiento

Durante el primer trimestre del año 2004, la empresa suscribió un crédito ~~sindicado~~ por un total de US\$ 250 millones, a la tasa de Libor más un spread de 1,15 %, que permitió refinanciar deudas bancarias y liberar a la empresa de avales de sus filiales Pehuenche y Pangue y de restricciones de endeudamiento e inversión. Esta deuda fue reemplazada en el mes de noviembre por un ~~prestamo~~ préstamo sindicado revolving por el mismo monto, pero a una tasa de libor más 0,375%.

En septiembre de 2004, se firmó la documentación final del acuerdo de refinanciamiento de un crédito de la Central Costanera en Argentina por un monto de US\$ 47,7 millones a una tasa Libor más un spread anual de 4,875 %, extendiendo el vencimiento final de la deuda plazo desde ~~septiembre-diciembre~~ de 2004 hasta junio de 2006.

Durante el año 2004, la filial de Endesa en Perú efectuó 4 emisiones de bonos en el mercado de capitales peruano, totalizando en su conjunto una cifra cercana a los US \$35 millones.

Emgesa ha iniciado el proceso para una emisión de bonos locales por una cifra cercana a los US\$ 90 millones-, registrando el programa en la Superintendencia de Valores de ese país.

Betania, otra filial de Endesa en Colombia, ~~suscribió-realizó~~ con éxito durante el mes de noviembre una emisión de bonos por aproximadamente US\$ 118 millones a una tasa de IPC + 6,29% y a un plazo de 7 años.

Sostenibilidad

En julio de 2004, Endesa fue elegida por el Institucional Investor Research Group como la mejor empresa latinoamericana en la categoría electric utilities por su gobierno corporativo. Este estudio se basó en encuestas a los agentes más importantes de la industria financiera, incluyendo portfolio managers, bancos de inversión y analistas, entre otros.

Cabe señalar que el 13 de septiembre de 2004 Endesa se comprometió a respetar y cumplir los nueve principios del Pacto Mundial (Global Compact), plan de acción creado en las Naciones Unidas orientado a promover mediante el compromiso ético a que empresas de todos los países acojan como parte integral de su estrategia y operaciones, principios que apuntan al respeto en materia de derechos humanos, medio ambiente y trabajo. Esto representa un importante paso dado por la compañía en el campo del desarrollo sostenible y responsabilidad social empresarial.

Endesa recientemente mejoró su evaluación internacional en Sostenibilidad Corporativa y podrá mantener el logotipo de la membresía en el Dow Jones Sustainability Index durante el año 2005, al igual que en el año 2004. Asimismo, al 31 de diciembre de 2004 Endesa alcanzó la certificación bajo la norma internacional ISO 14001 del 87 % de la potencia instalada en Latinoamérica.

B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	Variac. ABSOLUTA dic. 2004/2003
Ingresos de Explotación	943.288.433	1.032.662.084	9,5 %	89.373.651
Ventas Energía	912.768.501	1.004.382.963	10,0 %	91.614.462
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	30.519.932	28.279.121	(7,3 %)	(2.240.811)
Costo de Explotación	(564.207.863)	(629.191.426)	(11,5 %)	(64.983.563)
Costos Variables	(322.035.792)	(403.764.637)	(25,4 %)	(81.728.845)
Combustible	(49.512.789)	(119.210.144)	(140,8 %)	(69.697.355)
Compras Energía y Potencia	(97.674.248)	(102.302.533)	(4,7 %)	(4.628.285)
Peaje y transporte de energía	(134.662.223)	(143.200.526)	(6,3 %)	(8.538.303)
Otros C.V.	(40.186.532)	(39.051.434)	2,8 %	1.135.098
Depreciación	(183.251.501)	(169.606.083)	7,4 %	13.645.418
Costos Fijos	(58.920.569)	(55.820.706)	5,3 %	3.099.863
Gastos de Adm. y Ventas	(32.106.900)	(34.445.488)	(7,3 %)	(2.338.588)
Resultado de Explotación	346.973.670	369.025.170	6,4 %	22.051.500
Ingresos Financieros	15.644.040	14.912.116	(4,7 %)	(731.924)
Utilidad Inv. empresas relacionadas	18.186.463	19.289.364	6,1 %	1.102.901
Otros Ingresos Fuera de Expl.	45.687.637	51.241.842	12,2 %	5.554.205
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(382.508)	(86.341)	77,4 %	296.167
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.581.682)	(1.463.507)	7,5 %	118.175
Gastos Financieros	(209.239.574)	(192.558.105)	8,0 %	16.681.469
Otros Egresos Fuera de Expl.	(61.563.677)	(79.285.937)	(28,8 %)	(17.722.260)
Corrección Monetaria	589.303	2.211.342	275,2 %	1.622.039
Diferencia de Cambio	9.179.863	20.630.308	124,7 %	11.450.445
Resultado Fuera de Explotación	(183.480.135)	(165.108.918)	10,0 %	18.371.217
				-
Impuesto a la Renta	(28.062.535)	(93.426.794)	(232,9 %)	(65.364.259)
Items extraordinarios	-	-		-
Interés Minoritario	(71.326.105)	(42.802.276)	40,0 %	28.523.829
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.979.290	16.101.574	0,8 %	122.284
				-
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	80.084.185	83.788.756	4,6 %	3.704.571
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	574.166.669	596.772.254	3,9 %	22.605.585
Cobertura de gastos financieros (2)	2,74	3,10	12,9 %	0,36

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta e Items Extraordinarios, más Gastos Financieros, más Amortización Menor Valor de Inversiones, más Otros Egresos Fuera de la Explotación, menos Otros Ingresos Fuera de la Explotación, más la depreciación del ejercicio, extraída del Estado de Flujo de Efectivo.

(2) Calculado como R.A.I.I.D.A.I.E. / Gastos Financieros.

Los estados de resultados consolidados de Endesa incorporan todas las filiales en Chile. Asimismo, incorporan las filiales argentinas Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Costanera S.A., las filiales colombianas Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y EMGESA, la filial brasileña Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. y la filial peruana Edegel.

Resultado Fuera de Explotación: En cuanto a los resultados no operacionales, la compañía registra un valor negativo consolidado en 2004 menor al del año 2003, alcanzando la cifra negativa de M\$ 165.108.918, lo que significa un 10% de mejoramiento en resultados.

Resultado neto por inversión en empresas relacionadas: En cuanto al mejor resultado en inversiones en empresas relacionadas de M\$ 1.399.068, esto se explica básicamente por los resultados netos devengados de la coligada Gasatacama que opera en el SING.

Gastos Financieros netos de ingresos financieros: La reducción de M\$ 15.949.545 en los gastos financieros netos refleja el impacto positivo del plan de fortalecimiento financiero que fue finalizado en 2003. La apreciación del peso chileno respecto al dólar también afectó este resultado.

Corrección monetaria: El mejor resultado por corrección monetaria de M\$ 1.622.039, alcanzando M\$ 2.211.342 en el ejercicio 2004 comparado con M\$ 589.303 en 2003 es principalmente el resultado de la mayor tasa de inflación en Chile.

Diferencias de cambio: El incremento en la utilidad por diferencias de cambio de M\$11.450.445 durante 2004 en relación a 2003 es el resultado de M\$ 20.630.308 de utilidad por diferencia de cambio registrada en 2004 comparada con una utilidad de M\$ 9.179.863 en 2003. Este efecto positivo se debe al 6,1% de apreciación del peso chileno frente al dólar durante 2004 comparado con el 17,4 % de apreciación en 2003, el cual afectó negativamente nuestra posición que manteníamos en 2003.

Otros ingresos y egresos netos fuera de explotación: Los mayores otros egresos netos de ingresos de M\$12.168.055 son explicados principalmente por M\$ 27.186.987 de menor resultado por la apreciación del peso chileno respecto al dólar, compensado principalmente por M\$ 15.378.817 de multas impositivas, reliquidaciones de energía y potencia, derivados y provisiones por obsolescencia de activos fijos de la filial brasileña Cachoeira Dourada ocurridas en el año 2003.

DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN:

Desglosado por segmentos geográficos. No existen líneas de negocio relevantes diferentes de la generación de energía. Al respecto, los desgloses de ingresos, costos y resultados de explotación por países son los siguientes:

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación		Costo Explotación		Gastos Adm. y Ventas		Resultado Operacional	
	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004
ARGENTINA	114.060.683	148.299.615	(78.962.143)	(111.351.798)	(1.977.487)	(2.569.058)	33.121.053	34.378.759
COLOMBIA	213.809.685	251.397.966	(122.891.511)	(129.182.998)	(2.784.551)	(3.758.548)	88.133.624	118.456.420
BRASIL	31.561.895	42.006.221	(25.845.502)	(25.950.872)	(1.967.750)	(1.741.317)	3.748.643	14.314.032
PERU	114.532.149	123.375.092	(44.112.912)	(63.778.805)	(7.590.287)	(7.438.483)	62.828.950	52.157.804
CHILE	469.324.020	467.583.190	(292.395.795)	(298.926.953)	(17.786.825)	(18.938.082)	159.141.400	149.718.155
TOTAL CONSOLIDADO	943.288.433	1.032.662.084	(564.207.863)	(629.191.426)	(32.106.900)	(34.445.488)	346.973.670	369.025.170

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero - dic. 2003	% Ingresos 2003	enero - dic. 2004	% Ingresos 2004
CHOCON (ARGENTINA)	32.645.892	3,5%	29.628.040	2,9%
COSTANERA (ARGENTINA)	81.414.791	8,6%	118.671.575	11,5%
BETANIA (COLOMBIA)	22.546.038	2,4%	35.958.406	3,5%
EMGESA (COLOMBIA)	191.263.647	20,3%	215.439.560	20,9%
CACHOEIRA (BRASIL)	31.561.895	3,3%	42.006.221	4,1%
EDEGEL (PERÚ)	114.532.149	12,1%	123.375.092	11,9%
NACIONAL (*)	469.324.020	49,8%	467.583.190	45,3%
TOTAL CONSOLIDADO	943.288.433	100,0%	1.032.662.084	100,0%

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

(MILES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero - dic. 2003	% Costos 2003	enero - dic. 2004	% Costos 2004
CHOCON (ARGENTINA)	(26.588.049)	4,7%	(23.160.528)	3,7%
COSTANERA (ARGENTINA)	(52.374.094)	9,3%	(88.191.270)	14,0%
BETANIA (COLOMBIA)	(17.076.143)	3,0%	(17.963.329)	2,9%
EMGESA (COLOMBIA)	(105.815.368)	18,8%	(111.219.669)	17,7%
CACHOEIRA (BRASIL)	(25.845.502)	4,6%	(25.950.872)	4,1%
EDEGEL (PERÚ)	(44.112.912)	7,8%	(63.778.805)	10,1%
NACIONAL (*)	(292.395.795)	51,8%	(298.926.953)	47,5%
TOTAL CONSOLIDADO	(564.207.863)	100,0%	(629.191.426)	100,0%

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

RENTABILIDAD:

Indices	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003
Rentabilidad del patrimonio	5,32 %	5,41 %	1,7 %
Rentabilidad del activo	1,30 %	1,53 %	17,7 %
Rend. activos operacionales	6,51 %	7,97 %	22,4 %
Utilidad por acción (\$)	9,76	10,22	4,6 %
Retorno de dividendos	-	0,0071	

C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Miles de Pesos)	dic. 2003	dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	Var. Absoluta dic. 2004/2003
Activos Circulantes	402.683.609	544.726.295	35,3 %	142.042.686
Activos Fijos	4.784.640.348	4.474.564.659	(6,5 %)	(310.075.689)
Otros Activos	414.645.281	298.368.412	(28,0 %)	(116.276.869)
Total Activos	5.601.969.238	5.317.659.366	(5,1 %)	(284.309.872)
Pasivos Circulantes	476.921.242	429.759.856	(9,9 %)	(47.161.386)
Pasivos a Largo Plazo	2.346.875.645	2.191.610.228	(6,6 %)	(155.265.417)
Interés Minoritario	1.248.186.585	1.127.391.301	(9,7 %)	(120.795.284)
Patrimonio	1.529.985.766	1.568.897.981	2,5 %	38.912.215
Total Pasivos	5.601.969.238	5.317.659.366	(5,1 %)	(284.309.872)

Los activos circulantes aumentaron en M\$ 142.042.686, explicado principalmente por M\$ 99.704.480 de mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a Atacama Finance Co.; y aumento en disponible y depósitos a plazo por M\$ 51.565.045.

La reducción de 6,5 % en los activos fijos se debe principalmente a la depreciación de un año (M\$ 170.790.295), y efecto del tipo de cambio en los activos fijos de las empresas filiales en el exterior, producto de la metodología de llevar en dólares históricos los activos no monetarios, según Boletín Técnico N° 64 en las filiales que residen en países inestables.

La reducción de 28% en los otros activos se explica fundamentalmente por menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas debido al traspaso del largo al corto plazo de las cuentas por cobrar a Atacama Finance Co., influyendo también la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

Los pasivos de corto plazo presentan una disminución de M\$ 47.161.386 equivalentes a un 9,9% respecto del año anterior, que se explica fundamentalmente por una disminución en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas. Cabe señalar el aumento en obligaciones con bancos e instituciones financieras y cuentas por pagar.

Los pasivos a largo plazo disminuyeron en M\$ 155.265.417, equivalentes a un 6,6%, explicado principalmente por las menores obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo producto de la refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

El interés minoritario disminuyó en M\$ 120.795.284 debido principalmente a la disminución de los patrimonios en las filiales extranjeras controladas en dólares bajo el Boletín Técnico N° 64.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indices)	dic. 2003	dic. 2004	dic. 2004/2003	Variac. % dic. 2003
	Liquidez corriente	0,84	1,27	51,2 %
Razón ácida	0,77	1,18	53,2 %	0,77
Pasivo exigible / Patrimonio	1,85	1,67	(9,7 %)	1,85
Pasivo Exigible / (Patrim. e Int. Min.)	1,02	0,97	(4,9 %)	1,02
% Deuda corto plazo	16,9	16,4	(3,0 %)	16,9
% Deuda largo plazo	83,1	83,6	0,6 %	83,1

Los indicadores de liquidez de la compañía mejoran a diciembre de 2004 con respecto a diciembre de 2003. El índice de liquidez corriente a diciembre de 2004 alcanza a 1,27, aumentando en un 51,2% con respecto al año anterior, y la razón ácida llega a 1,18, la que se compara con un 0,77 a diciembre de 2003. El mejoramiento en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por los mayores activos circulantes, básicamente debido a los mayores documentos y cuentas por cobrar a la empresa relacionada Atacama Finance Co.

La razón de endeudamiento a diciembre de 2004 se ha reducido respecto a su valor a diciembre de 2003 como consecuencia del positivo desempeño operacional de la compañía, del prepago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Los valores de los bienes del activo fijo, se encuentran ajustados de acuerdo a los criterios contables establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros, en las Circulares Nos. 550 y 566 de 1985.

La depreciación es calculada sobre el valor actualizado de los bienes de acuerdo con los años de vida útil restante de cada bien.

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan valorizadas a su valor patrimonial proporcional. En el caso de las sociedades extranjeras, a contar del segundo trimestre de 1998 la aplicación de esta metodología se ha efectuado sobre estados financieros preparados conforme a la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A. G.

Los valores intangibles se encuentran corregidos monetariamente y se amortizan de acuerdo a la normativa señalada en el Boletín Técnico N° 55 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

De acuerdo al Oficio Circular N°150 del 31 de enero de 2003, de la Superintendencia de Valores y Seguros, la sociedad ha evaluado al cierre de los estados financieros del año 2002, la recuperabilidad de los activos asociados a sus inversiones, aplicando los principios de contabilidad aceptados en Chile que son los Boletines Técnicos N° 33 para activos fijos y por la jerarquía definida en el Boletín Técnico N° 56 se ha aplicado la NIC N° 36 para los mayores y menores valores relacionados con dichas inversiones.

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

Las inversiones en instrumentos financieros con pactos se presentan de acuerdo a su valor de compra más la proporción de los intereses correspondientes conforme a la tasa implícita de cada operación.

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 habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a principios y normas de contabilidad generalmente aceptados y a las instrucciones impartidas al respecto por la Superintendencia de Valores y Seguros, expuestas en Nota 2 de los Estados Financieros.

D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Flujo de Efectivo (Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variación	% Var.
De la Operación	287.074.115	252.265.438	(34.808.677)	(12,1 %)
De Financiamiento	(328.937.554)	(110.099.198)	218.838.356	66,5 %
De Inversión	114.407.462	(70.924.168)	(185.331.630)	(162,0 %)
Flujo Neto del período	72.544.023	71.242.072	(1.301.951)	(1,8 %)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	167.737.846	229.878.066	62.140.220	37,0 %

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$ 252.265.438, lo que representa una disminución de un 12,1% respecto a diciembre de 2003. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del ejercicio de M\$ 83.788.756, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 152.419.599, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por M\$18.395.233, variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por M\$ (38.809.930), utilidades en venta de activos por M\$ 6.330.496 e interés minoritario por M\$ 42.802.276.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 110.099.198, originado principalmente por pago de préstamos por M\$ 350.092.705, pago de obligaciones con el público por M\$ 31.109.294, pago de dividendos por M\$ 73.833.212. Lo anterior fue parcialmente compensado por obligaciones con el público por M\$ 94.648.792 y obtención de préstamos por M\$ 258.854.272.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de M\$(70.924.168), que se explica principalmente por M\$ 13.408.899 de ingresos por ventas de activo fijo; por M\$ 40.574.360 de otros ingresos de inversión, ingresos que fueron contrarrestados básicamente por M\$ 96.135.574 de incorporación de activos fijos correspondiente a la construcción de la Central Ralco, y por M\$ 31.329.595 correspondientes al efecto neto de pagos y recaudaciones de préstamos de empresas relacionadas.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior

ACUMULADO A DIC. DE 2004					
Miles de Pesos	Dividendos	Red.Capital	Intereses	Amort. Intercomp.	Total
Argentina	-	-	7.190.233	13.454.169	20.644.402
Brasil	-	16.624.224	-	-	16.624.224
Colombia	8.702	-	13.473.819	70.407.119	83.889.640
Perú	10.789.934	5.070.382	-	-	15.860.315
Coligadas	-	4.805.758	7.953.426	12.755.499	25.514.683
Vehículos de Inversión	-	747.705	89.213	-	836.918
Total	10.798.635	27.248.069	28.706.691	96.616.787	163.370.183

Cifras en dólares son traducidas a pesos chilenos de acuerdo al tipo de cambio promedio del mes en que se efectuó la transacción

E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN LOS MERCADOS EN QUE OPERA LA EMPRESA

ARGENTINA

- Durante agosto fue aprobada un alza en los precios estacionales de energía (Res 842/2004). Se establece una separación, hasta ahora no realizada, en la demanda menor a 10 kW; los residenciales mantienen el nivel de precios vigente desde febrero de 2002, los no residenciales aumentan en casi un 80% su tarifa. Por su parte, el segmento de demanda entre 10 y 300 kW tendrá un aumento de 54% y las demanda mayores a 300 kW recibirán un aumento de 43%. El alza aplicó desde septiembre de 2004.
- Se ha creado, por medio de la Res SE 950/2004, un fondo fiduciario que administrado por Cammesa se usará para financiar la contratación de transporte firme y la compra de gas natural para abastecer a las centrales térmicas.
- El 17 de diciembre se cerró la convocatoria a los agentes generadores a adherir con el acuerdo impulsado por el gobierno. A la convocatoria concurren las principales empresas del sector, entre ellas Endesa, Total y AES entre las que concentrarían cerca de un 65% de la propiedad de las nuevas centrales que se construirían bajo este acuerdo. Cabe recordar que el acuerdo supone destinar parte de las acreencias de las generadoras que se produzcan entre enero de 2004 y diciembre de 2006 para destinarlas a la construcción de entre 800 y 1.600 MW de capacidad de generación adicional en el SADI.

BRASIL

- El 31 de julio el MME publicó el decreto 5163-2004, que define un nuevo marco regulativo para el Sector Eléctrico, en especial la comercialización de energía eléctrica y el proceso de concesiones para el ingreso de nuevas centrales. Específicamente, separa la forma de contratación de los mercados libre y regulado, estableciendo que las distribuidoras compren a través de licitaciones a ser realizadas por un ente estatal. La oferta de generación para estas licitaciones será dividida en energía existente y energía nueva (generadores que se incorporan a partir del año 2009). En septiembre, fueron divulgadas las reglas y el modelo de contrato de las subastas de energía. Tales subastas son la única forma de vender energía a las empresas distribuidoras. El 9 de diciembre fue realizado el denominado "MegaLeilao", donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 17.008 MW-medios para el período comprendido entre el año 2005 y 2008. Los precios medios de venta referidos a diciembre de 2004 fueron de 57,5 R\$/MWh para ventas entre 2005 y 2006, 67,3 R\$/MWh para el período 2006-2008 y 75,5 R\$/MWh para 2007-2008. Cachoeira Dourada participó en la licitación, pero no se adjudicó ningún bloque de demanda.

CHILE

- Se efectuó la incorporación comercial de la central Ralco al SIC a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad.

COLOMBIA

- Se realizó el Convenio a la Integración Regional de Energía Eléctrica Andina entre los ministros de Minas y Energía de Colombia, Perú y Ecuador. Este convenio le permite a Colombia llegar a Ecuador con una tercera línea de interconexión y garantizar la venta de unos 100 MW en el Perú.
- La Unidad de Plantación Energética (UPME) aprobó el plan de expansión de transmisión que contempla la ampliación a 500 MW de la línea de interconexión con Ecuador, así como también un reforzamiento del sistema de transmisión nacional.

PERÚ

- Osinerg publicó su propuesta de reajuste de tarifas de generación de energía para el período noviembre 2004-abril 2005, confirmándose las tarifas definitivas en un aumento del 18,8% en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de abril de 2004.
- En diciembre, el pleno del Congreso aprobó un proyecto de ley (Ley 28447) que modifica algunos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y deroga el DS-010-2004-EM mencionado anteriormente. De acuerdo a ello, el horizonte de cálculo de la tarifa de generación eléctrica se modificaría de cuatro a tres años (24 meses hacia el futuro y los últimos 12 meses anteriores a la fecha del cálculo). Asimismo, se contempla que las tarifas en barra serán fijadas anualmente por Osinerg y no en forma semestral. Se espera que estas modificaciones eliminen incertidumbres en la proyección de la oferta y demanda, con el fin de incentivar la construcción de nuevas centrales eléctricas, y estabilizar los precios regulados.
- El 25 de diciembre fue publicado en el Diario Oficial El Peruano el Decreto Supremo N° 045-2004-EM, en donde se aprueba el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE). En líneas generales, este reglamento se enmarca en los acuerdos suscritos tras la Decisión CAN 536 de 2002, con un esquema muy similar al aplicado entre Colombia y Ecuador.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:**1) MERCADO CHILENO**

enero-dic. 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	8.632,6	1.671,5	3.464,0	2.622,3	16.390,2	406,5	16.796,8
generación hidroeléctrica	7.327,4	1.671,5	3.464,0	-	12.462,8	-	12.462,8
Generación térmica	1.305,2	-	-	2.622,3	3.927,4	406,5	4.334,0
Compras de energía	6.931,5	231,6	-	303,1	1.308,4	605,6	1.914,0
compras a empresas relacionadas	5.125,0	-	-	113,2	5.238,3	-	5.238,3
compras a relacionadas en mercado spot	687,9	231,6	-	-	919,6	-	919,6
compras a otros generadores	1.113,4	-	-	-	1.113,4	-	1.113,4
Compras al spot	5,1	-	-	189,9	195,0	605,6	800,6
Pérdidas y consumos propios	181,6	16,2	33,2	13,4	244,4	4,1	248,5
Total ventas de energía	15.382,5	1.886,9	3.430,7	2.912,0	17.454,3	1.008,1	18.462,3
Ventas a precios regulados	10.275,3	-	55,2	56,1	10.386,7	-	10.386,7
Ventas a precios no regulados	3.092,6	-	112,8	670,2	3.875,6	1.008,1	4.883,7
Ventas al mercado spot	1.669,7	-	1.312,3	210,0	3.192,0	-	3.192,0
Ventas a relacionadas en mercado spot	231,6	687,9	-	-	919,6	-	919,6
Ventas a empresas relacionadas	113,2	1.199,0	1.950,4	1.975,7	5.238,3	-	5.238,3
Participación sobre las ventas (%)	43,4%	0,0%	4,3%	2,7%	50,4%	9,0%	40,3%

enero-dic. 2003 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	8.466,2	1.681,4	3.679,0	2.263,9	16.090,5	433,8	16.524,3
generación hidroeléctrica	7.725,0	1.681,4	3.679,0	-	13.085,4	-	13.085,4
Generación térmica	741,3	-	-	2.263,9	3.005,1	433,8	3.439,0
Compras de energía	5.257,9	223,7	-	504,9	1.874,9	534,3	2.409,3
compras a empresas relacionadas	4.111,6	-	-	-	4.111,6	-	4.111,6
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	905,1	-	-	-	905,1	-	905,1
Compras al spot	241,3	223,7	-	504,9	969,8	534,3	1.504,2
Pérdidas y consumos propios	191,4	17,2	26,2	12,8	247,7	4,9	252,6
Total ventas de energía	13.532,7	1.580,9	1.727,6	876,5	17.717,8	963,2	18.681,0
Ventas a precios regulados	8.876,9	1.011,8	52,8	52,2	9.993,8	-	9.993,8
Ventas a precios no regulados	4.036,0	0,1	122,7	647,0	4.805,8	961,2	5.767,0
Ventas al mercado spot	619,8	569,0	1.552,1	177,3	2.918,2	2,0	2.920,2
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a empresas relacionadas	-	307,0	1.925,2	1.879,4	4.111,6	-	4.111,6
Participación sobre las ventas (%)	42,2%	4,9%	5,4%	2,7%	55,2%	9,2%	43,9%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

enero-dic. 2004 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	3.432,0	8.171,0	1.853,2	10.028,0	3.262,2	4.285,2	16.796,8
generación hidroeléctrica	3.432,0	-	1.853,2	9.959,5	3.262,2	4.033,4	12.462,8
Generación térmica	-	8.171,0	-	68,4	-	251,8	4.334,0
Compras de energía	198,5	114,0	680,4	2.687,4	639,8	239,4	1.914,0
compras a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.238,3
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	919,6
compras a otros generadores	-	-	-	142,8	-	121,0	1.113,4
Compras al spot	198,5	114,0	680,4	2.544,5	639,8	118,4	800,6
Pérdidas y consumos propios	-	312,0	-	101,4	-	197,0	248,5
Total ventas de energía	3.630,5	7.973,0	2.533,8	12.614,1	3.902,0	4.327,6	18.462,3
Ventas a precios regulados	-	-	1.207,3	5.586,8	2.853,6	1.588,7	10.386,7
Ventas a precios no regulados	988,5	866,0	-	2.941,6	544,7	1.754,5	4.883,7
Ventas al mercado spot	2.642,0	7.107,0	1.326,4	4.085,7	503,7	984,4	3.192,0
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	919,6
Ventas a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.238,3
Participación sobre las ventas (%)	4,4%	9,6%	3,9%	19,4%	1,2%	23,3%	40,3%

enero-dic. 2003 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	4.038,0	4.090,0	1.589,3	9.204,6	3.024,3	4.458,4	16.524,3
generación hidroeléctrica	4.038,0	-	1.589,3	9.024,7	3.024,3	4.441,8	13.085,4
Generación térmica	-	4.090,0	-	179,9	-	16,6	3.439,0
Compras de energía	638,0	626,0	1.009,2	3.200,6	745,2	189,2	2.409,3
compras a empresas relacionadas	-	-	-	419,6	-	-	4.111,6
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	-	-	-	169,3	-	-	905,1
Compras al spot	638,0	626,0	1.009,2	2.611,7	745,2	-	1.504,2
Pérdidas y consumos propios	-	133,0	-	103,4	-	204,7	252,6
Total ventas de energía	4.676,0	4.583,0	2.598,2	12.302,1	3.769,6	4.442,9	18.681,0
Ventas a precios regulados	-	-	694,7	6.092,1	3.426,9	1.459,9	9.993,8
Ventas a precios no regulados	2.246,0	1.811,0	-	2.546,1	-	1.674,0	5.767,0
Ventas al mercado spot	2.430,0	2.772,0	1.483,9	3.663,9	342,7	1.309,0	2.920,2
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a empresas relacionadas	-	-	419,6	-	-	-	4.111,6
Participación sobre las ventas (%)	6,0%	5,9%	3,9%	18,3%	1,0%	25,3%	43,9%

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: Los aportes durante el año 2004 en Argentina han sido normales (cuencas Limay, C.Cura y Neuquén) y secos (74% en las Cuencas Uruguay y Paraná). Hacia el cuarto trimestre mejoraron las afluencias en Salto grande; sin embargo, éstas volvieron a caer los últimos días de diciembre. Los escasos deshielos de la zona sur provocaron una caída de las afluencias a los principales embalses del sistema.
- Precio de los combustibles: En noviembre se aplicó el segundo escalón de alza del precio de gas de boca pozo, el cual fue transferido a los precios de MEM a través de la habilitación de la redeclaración de los costos variables de despacho de las unidades térmicas. Los precios mayoristas de la electricidad subieron en torno a un 10% por este concepto.

- Variación de demanda: La exportación a Brasil se mantiene en cero desde febrero de 2002.

BRASIL

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos promedio en la región SurEste-Centro Oeste durante el tercer trimestre fueron superiores a la media histórica, excepto en el mes de septiembre en que se ubicaron en el 86%. Durante el cuarto trimestre se situaron en torno a la media histórica. El nivel de los embalses de todas las regiones se encuentra por sobre los niveles presentados el año 2003.
- Precio de los combustibles: No es relevante el precio de los combustibles.

CHILE

- Riesgo hidrológico: La probabilidad de excedencia acumulada para el período abril-diciembre de 2004 es de 62,7 %, que representa una hidrología normal-seca en el Sistema Interconectado Central.
- Riesgo de combustibles: La resolución 659 de la Secretaría de Energía Argentina que establece el actual procedimiento complementario de abastecimiento interno del gas natural, mantiene para el SING un recorte permanente desde la cuenca NorOeste, el cual ha impactado el normal despacho de las centrales de ciclo combinado, debiendo reemplazar el eventual faltante por combustibles líquidos, elevando los costos del sistema.

Las restricciones de los envíos totales de gas a Chile durante el año 2004 llegaron a un promedio equivalente de 3,8 MMm³/d en el período abril-septiembre, y se redujeron a 2,3 MMm³/d en el período octubre-diciembre. Durante este último período, las restricciones se presentan solamente en la zona norte (Tal-Tal, Nopel y Norandino). Respecto al precio del diesel y carbón, en los últimos meses han experimentado un alza en los mercados internacionales.

COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: Los aportes totales del SIN de enero a diciembre del año 2004 han sido de 88%, es decir se encuentra en condición normal. Sin embargo, los aportes para las empresas del grupo han sido excedentarios para Emgesa (119% de la media para Guavio) y deficitarios para Betania (87 % de la media).
- Precio de los combustibles: Debido al mecanismo de declaración de ofertas, el precio de los combustibles es sólo una componente del precio declarado. Para condiciones secas, el precio declarado podría subir por la percepción de los agentes. El grupo Endesa posee generación termoeléctrica de carbón, por lo que un incremento en el precio de este combustible afectaría los costos de producción de esta central. Sin embargo, dada la condición hidrológica actual, la operación por mérito de estas centrales ha sido baja.

PERÚ

- Riesgo hidrológico: Durante el año 2004, los caudales afluentes en el Río Rimac fueron un 18% inferiores a los del año 2003, correspondiendo a un 83% del promedio histórico (1965-2003), situándose en una categoría seca. Para los afluentes a la central Yanango, éstos fueron un 18% inferiores a los del año 2003, es decir un 64% del promedio histórico (categoría seca). Finalmente, para la central Chimay, los caudales del año 2004 fueron un 2% inferiores a los de 2003, y equivalen a un 95% del promedio histórico (categoría semi-húmeda).

- Precio de los combustibles: El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente y el valor de los contratos firmados disminuye.

G) ANÁLISIS DEL RIESGO CAMBIARIO Y DE TASAS DE INTERÉS

La compañía tiene un alto porcentaje de sus créditos denominados en dólares debido a que la mayor parte de las ventas en los distintos mercados donde opera presentan un alto grado de indexación a esta moneda. Los mercados de Brasil y Colombia presentan una menor indexación al dólar, por lo que las filiales en estos mercados tienen mayor endeudamiento en moneda local. En el caso de Argentina, una porción importante de los ingresos proviene de la exportación de energía a Brasil que está indexada al dólar, lo que reduce la exposición al riesgo cambiario en este país.

Sin perjuicio de esta cobertura natural al tipo de cambio, la compañía en un escenario de alta volatilidad del dólar, ha continuado con su política de cubrir parcialmente sus pasivos en esta moneda, con el objeto de atenuar las fluctuaciones que generan en los resultados las variaciones en el tipo de cambio. Considerando la importante reducción del descalce contable en los últimos años, que ha llegado a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo admisible sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2004, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 78 millones, comparado con US\$ 53 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe principalmente al aumento del descalce contable y a la modificación de la política antes señalada.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 90 % / 10 % fijo / variable al 31 de diciembre de 2004. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido levemente si se compara con la relación 95% / 5 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, pero igualmente ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.