

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(ENDESA)

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2004

A) RESUMEN

El resultado, tanto operacional como no operacional de la Compañía, muestra un desempeño superior con respecto al mismo período del año 2003, alcanzando niveles de M\$ 277.091.189 y M\$ (125.242.015), respectivamente, cifras que se comparan positivamente con M\$ 275.977.572 y M\$ (129.036.971), traduciéndose en un resultado antes de impuestos para septiembre de este año de M\$ 164.615.180, mayor en M\$ 5.047.947 a la respectiva cifra para el año anterior. El impuesto a la renta a septiembre del 2004 alcanzó a M\$ 73.648.571, superior al de septiembre de 2003 en que fue de M\$ 32.177.568, diferencia producida principalmente de un beneficio tributario registrado en Argentina en el año 2003 debido al reconocimiento, por primera vez, de los efectos de las pérdidas tributarias causadas por la devaluación del peso Argentino desde el año 2002.

Lo anterior se traduce en una utilidad neta de Endesa a septiembre de 2004 de M\$ 59.244.213, que se compara con la utilidad neta de M\$ 68.461.558 registrada a septiembre de 2003. Cabe destacar que la utilidad neta del tercer trimestre de 2004 alcanzó M\$ 25.963.157, que se compara favorablemente con M\$ 19.744.127 del período julio-septiembre de 2003.

Los principales hechos relevantes que identificamos durante este período del 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 20 de septiembre con la segunda unidad, aportando una potencia instalada total real superior a la que fue proyectada originalmente en 570 MW. Esta mayor potencia acompañada con una tardía mejoría en la hidrología del país durante el año en curso, 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 nuestra filial en Brasil, Cachoeira Dourada, con su principal cliente, la compañía distribuidora del estado de Goias, CELG, reflejado a través de una mejoría en los estados financieros de esta filial, que incluye un incremento de 71 % en el resultado operacional para el período acumulado entre enero y septiembre de este año 2004 con respecto al mismo período del 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, continuaron en mayo 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 y el reciente ajuste al precio estacional vigente desde el 1 de septiembre.
- 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 18,8 % 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 durante los primeros 9 meses del año 2004 superior al del año 2003, siendo el 7,2 % el crecimiento acumulado en Argentina, 5,2 % en Brasil, 2,8 % en Colombia, 7,8 % en el principal sistema eléctrico en Chile y 5,7 % en Perú.
- La reducción de los gastos financieros en M\$ 11.403.662, equivalente a un 7,2 %, durante el período enero-septiembre 2004 comparado con el mismo período del año 2003, reflejando el impacto positivo del plan de fortalecimiento financiero que exitosamente concluyera en el año 2003.

Los ingresos de explotación consolidados a septiembre del año 2004 de la Compañía aumentaron un 8 % con respecto al mismo período del año 2003, alcanzando M\$ 804.455.879. Las ventas físicas de energía eléctrica crecieron un 5 %, y el precio promedio de las ventas eléctricas también registran un alza. Los costos de explotación consolidados de Endesa totalizaron M\$ 502.619.889 acumulados a septiembre 2004, lo que representa un alza de 13% con respecto al mismo período del año anterior, principalmente como consecuencia de los mayores costos de combustibles para la generación térmica, alcanzando M\$ 104.017.322 a septiembre de 2004. La generación de energía eléctrica aumentó en un 11%, 3.418 GWh, aportado en su totalidad por energía térmica, pero permitiendo reducir las compras físicas de energía en 22%, equivalente a 1.478 GWh.

El resultado operacional consolidado del período enero-septiembre de 2004 asciende a M\$ 277.091.189, 0,4 % superior al obtenido en el mismo período del año 2003. El mayor resultado operacional obtenido durante el período acumulado a septiembre de 2004 se debió principalmente a mejoras de Brasil y Colombia.

El resultado operacional de Chile acumulado a septiembre representa un 38 % del resultado operacional total de la Compañía. En Chile, el resultado operacional acumulado al tercer trimestre de 2004 alcanzó M\$ 104.792.361, disminuyendo desde M\$ 119.441.505 en el mismo período del año 2003, básicamente producto de menores ingresos por ventas y mayores costos variables de explotación. Cabe destacar, que este resultado está fuertemente impactado por el menor resultado durante el primer trimestre de este año con respecto al mismo período del año 2003. Las ventas físicas de energía acumuladas a septiembre son menores que las respectivas cifras para el año 2003; sin embargo, la cifra desde julio a septiembre de 2004 alcanzó 5.067 GWh, mayor que durante los mismos meses del año 2003, que registró ventas físicas por 4.672 GWh. En cuanto a la generación de energía hidroeléctrica a septiembre de este año, también acumula una disminución debido a la relativamente baja hidrología durante el primer semestre del año, pero al igual que las ventas físicas, se recupera durante el último trimestre del período permitiendo reducir los costos de explotación de M\$ 78.705.926 durante el período julio- septiembre de 2003 a M\$ 75.160.510 para los mismos meses del presente ejercicio.

En Argentina, el resultado operacional del período enero-septiembre de 2004 alcanzó M\$ 26.400.380, lo que representa un 10 % del resultado operacional total de Endesa en el

período. Esta cifra se compara con M\$ 27.652.047 para el mismo período del año 2003. La operación en Argentina presenta un significativo 30 % de aumento en los ingresos, alcanzando M\$ 125.856.585, respondiendo al importante aumento de la demanda de energía eléctrica. Las mayores ventas de filial Central Costanera, que crecen en un 52 % con respecto al mismo período del año 2003, incidido por la capacidad de la central Costanera de operar no sólo con gas natural, sino también con fuel oil, son contrarrestados por menores ventas de El Chocón debido a la baja hidrología en la zona del Comahue. La participación de la generación térmica crece de un 44 % en el período enero-septiembre del año 2003 a 69 % durante el mismo período de este año 2004. Consecuentemente, los costos de explotación aumentan un 45 % alcanzando M\$ 97.472.408. El costo de combustible del período registró un alza de un 295 % debido a las restricciones de gas natural en el mercado argentino que llevaron a Costanera a aumentar su generación con combustibles líquidos.

La actividad operacional en Brasil de nuestra filial Cachoeira Dourada representa un 4 % del resultado operacional consolidado de Endesa de los primeros 9 meses del año 2004. El resultado de explotación de Cachoeira Dourada a septiembre de 2004 alcanzó M\$ 9.951.252, un 71 % superior al acumulado al 30 de septiembre de 2003, evidenciando los logros alcanzados por la empresa en términos de la disputa contractual que mantenía con su principal cliente, Celg. Los ingresos operacionales aumentaron un 10 % con respecto al mismo período del año 2003, alcanzando M\$ 31.127.577. Se efectuaron las facturaciones correspondientes al segundo semestre del año 2003 y adicionalmente se logró un acuerdo definitivo con relación a los pagos de las deudas pendientes que Celg mantenía con Cachoeira Dourada, favorecido por el anuncio de la autoridad eléctrica Brasileña Aneel de un aumento tarifario que incluiría un porcentaje para permitir el pago de dicha deuda. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó un 15 % con respecto al mismo período de 2003, como consecuencia de la creciente demanda y la favorable hidrología.

En Colombia, el resultado operacional del período acumulado a septiembre 2004 alcanzó a M\$ 94.431.257, lo que representa un aumento de 32 % con respecto al resultado operacional durante el mismo período del año 2003, contribuyendo con el 34 % del resultado operacional total de Endesa. La filial Emgesa contabilizó un resultado operacional de M\$ 81.344.620 y Betania de M\$ 13.086.637, equivalente a un aumento de M\$ 13.693.979 y M\$ 9.337.217 comparado con el año 2003, respectivamente. Los ingresos por ventas de energía aumentaron en un 15 %, como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano y la buena hidrología, resultando en un aumento de dos puntos porcentuales en la participación de mercado de nuestras empresas en ese país. Las ventas físicas aumentaron en 886 GWh, y la generación física en 1.087 GWh, y con un menor aporte de generación térmica, permitiendo reducir las compras de energía y también los costos de combustible comparado con el período homólogo del año 2003.

En Perú, el resultado operacional del período acumulado entre enero y septiembre del año 2004 de la filial Edegel alcanzó M\$ 41.515.939, lo que se compara con M\$ 51.675.088 del mismo período del año anterior. Los ingresos registraron un aumento de 11 % en el período, equivalente a M\$ 10.130.074, contabilizando un total de M\$ 103.535.676. Las ventas físicas fueron menores que durante el mismo período 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 M\$ 20.286.025 con respecto al mismo período del año 2003, elevándose a un total de M\$ 56.184.592. La generación física de energía eléctrica de Edegel acumulada a septiembre del año 2004 cayó un 7 % a 3.172 GWh, disminuyendo la generación hidroeléctrica en 478 GWh y aumentando la generación térmica en 237 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 período enero-septiembre de este año inferior al valor registrado durante el mismo período del año 2003, alcanzando (M\$ 125.242.015), equivalente a una mejora de 3 %. Los menores gastos financieros netos por M\$ 11.672.251 y menores otros egresos no operacionales por M\$ 10.229.853 fueron contrarrestados por menores otros

ingresos fuera de la explotación, que se redujeron en M\$ 17.843.186, y el menor resultado neto proveniente de inversiones en empresas relacionadas que no consolidan con Endesa que alcanzó M\$ 18.535.475, equivalente a una disminución de M\$ 2.656.924, producto principalmente de menores ingresos netos provenientes de la filial Gasatacama Generación S.A. y M\$ 1.623.997 de menores ingresos netos de Gasoducto Atacama Chile S.A., explicados ambos por los efectos de las restricciones al suministro de gas en el norte de Chile en el presente ejercicio. Asimismo, la aplicación del Boletín Técnico 64, relacionado con la valoración de nuestras inversiones en el extranjero significó un resultado menos favorable a septiembre de 2004 en relación a septiembre de 2003 en M\$ 23.807.571 explicado por la depreciación del peso chileno respecto al dólar en un 8 % a septiembre de 2004 comparado con la apreciación de 2,5 % a septiembre de 2003.

Con relación a los impuestos, éstos registraron un aumento de M\$ 41.471.003 al tercer trimestre del año 2004 comparado con el mismo período del año 2003. El impuesto a la renta consolidado acumulado a septiembre alcanzó M\$ 73.648.571, compuesto por un gasto de M\$ 43.077.766 en impuesto a la renta, que acumula una disminución con respecto al mismo período del año 2003 ascendente a M\$ 5.434.527, y M\$ 30.570.805 por impuestos diferidos, que representa un alza de M\$ 46.905.530 con respecto al mismo período del año 2003. La disminución de los impuestos a la renta por M\$ 5.434.527, se explica porque en el primer semestre de 2003 están incorporados los impuestos de las utilidades por la venta de Canutillar e Infraestructura Dos Mil S.A. que fue parcialmente compensado por el aumento de los impuestos debido a los mejores resultados tributables, principalmente en las filiales en Colombia.

El mayor gasto en impuestos diferidos de este período con respecto al mismo período del año 2003, en que representó un beneficio de M\$ 16.334.725, se registró principalmente en Argentina como consecuencia 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 30 de septiembre de 2003 era de M\$ 24.721.034, 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 septiembre de 2004 pérdidas por reverso de impuestos diferidos de M\$ 10.501.090.

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. La compañía presentó al departamento del medio ambiente una solicitud para la aprobación de una ampliación de la potencia instalada de la central Ralco a 690 MW.

Tarifas y Legislación en Chile

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 del presente, 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 la presente fijación implica 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, 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 Pangué y de restricciones de endeudamiento e inversión. Asimismo podemos agregar la refinanciación de un crédito sindicado con BNP Paribas por un monto de US\$ 60,4 millones, en similares condiciones a las del crédito anterior.

En septiembre 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 plazo desde septiembre de 2004 hasta junio de 2006.

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

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

Sostenibilidad

En julio del presente, 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 30 de septiembre se ha alcanzado la certificación bajo la norma internacional ISO 14001 del 75,4 % de la potencia instalada en Latino América.

B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-sept. 2003	enero-sept. 2004	Variac. % sept. 2004/2003	Variac. ABSOLUTA sept. 2004/2003
Ingresos de Explotación	937.766.745	744.140.841	804.455.879	8,1 %	60.315.038
Ventas Energía	907.425.466	721.942.102	780.683.921	8,1 %	58.741.819
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	30.341.278	22.198.739	23.771.958	7,1 %	1.573.219
Costo de Explotación	(560.905.183)	(444.368.706)	(502.619.889)	(13,1 %)	(58.251.183)
Costos Variables	(320.150.706)	(247.509.214)	(327.691.372)	(32,4 %)	(80.182.158)
Combustible	(49.222.958)	(38.497.270)	(104.017.322)	(170,2 %)	(65.520.052)
Compras Energía y Potencia	(97.102.497)	(74.479.045)	(79.389.532)	(6,6 %)	(4.910.487)
Peaje y transporte de energía	(133.873.957)	(102.691.945)	(114.073.129)	(11,1 %)	(11.381.184)
Otros C.V.	(39.951.294)	(31.840.954)	(30.211.389)	5,1 %	1.629.565
Depreciación	(182.178.809)	(151.280.484)	(131.732.973)	12,9 %	19.547.511
Costos Fijos	(58.575.668)	(45.579.008)	(43.195.544)	5,2 %	2.383.464
Gastos de Adm. y Ventas	(31.918.957)	(23.794.563)	(24.744.801)	(4,0 %)	(950.238)
Resultado de Explotación	344.942.604	275.977.572	277.091.189	0,4 %	1.113.617
Ingresos Financieros	15.552.465	11.188.294	11.456.883	2,4 %	268.589
Utilidad Inv. empresas relacionadas	18.080.006	21.336.302	18.599.555	(12,8 %)	(2.736.747)
Otros Ingresos Fuera de Expl.	45.420.197	33.170.585	15.327.399	(53,8 %)	(17.843.186)
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(380.269)	(143.903)	(64.080)	55,5 %	79.823
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.572.423)	(1.293.637)	(1.185.464)	8,4 %	108.173
Gastos Financieros	(208.014.757)	(159.461.454)	(148.057.792)	7,2 %	11.403.662
Otros Egresos Fuera de Expl.	(61.203.303)	(41.353.716)	(31.123.863)	24,7 %	10.229.853
Corrección Monetaria	585.854	315.720	1.241.229	293,1 %	925.509
Diferencia de Cambio	9.126.127	7.204.838	8.564.118	18,9 %	1.359.280
Resultado Fuera de Explotación	(182.406.104)	(129.036.971)	(125.242.015)	2,9 %	3.794.956
					-
Impuesto a la Renta	(27.898.267)	(32.177.568)	(73.648.571)	(128,9 %)	(41.471.003)
Items extraordinarios	-	-	-		-
Interés Minoritario	(70.908.586)	(58.928.107)	(31.722.396)	46,2 %	27.205.711
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.885.752	12.626.632	12.766.006	1,1 %	139.374
					-
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	79.615.399	68.461.558	59.244.213	(13,5 %)	(9.217.345)
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	570.805.692	467.667.650	449.292.369	(3,9 %)	(18.375.281)
Cobertura de gastos financieros (2)	2,74	2,93	3,03	3,5 %	0,10

(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.

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 - sept. 2003	enero - sept. 2004	enero - sept. 2003	enero - sept. 2004	enero - sept. 2003	enero - sept. 2004	enero - sept. 2003	enero - sept. 2004
ARGENTINA	96.413.790	125.856.585	(67.287.028)	(97.472.408)	(1.474.715)	(1.983.797)	27.652.047	26.400.380
COLOMBIA	175.743.645	201.631.913	(101.574.802)	(104.442.340)	(2.768.782)	(2.758.316)	71.400.061	94.431.257
BRASIL	28.209.613	31.127.577	(21.201.363)	(19.984.099)	(1.199.380)	(1.192.226)	5.808.870	9.951.252
PERU	93.405.602	103.535.676	(35.898.567)	(56.184.592)	(5.831.948)	(5.835.145)	51.675.088	41.515.939
CHILE	350.368.190	342.304.128	(218.406.946)	(224.536.450)	(12.519.739)	(12.975.317)	119.441.505	104.792.361
TOTAL CONSOLIDADO	744.140.841	804.455.879	(444.368.706)	(502.619.889)	(23.794.563)	(24.744.801)	275.977.572	277.091.189

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

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero - sept. 2003	% Ingresos 2003	enero - sept. 2004	% Ingresos 2004
CHOCÓN (ARGENTINA)	29.724.619	4,0%	24.420.543	3,0%
COSTANERA (ARGENTINA)	66.689.171	9,0%	101.436.042	12,6%
BETANIA (COLOMBIA)	17.920.375	2,4%	27.941.970	3,5%
EMGESA (COLOMBIA)	157.823.271	21,2%	173.689.943	21,6%
CACHOEIRA (BRASIL)	28.209.613	3,8%	31.127.577	3,9%
EDEGEL (PERÚ)	93.405.602	12,6%	103.535.676	12,9%
NACIONAL (*)	350.368.190	47,1%	342.304.128	42,6%
TOTAL CONSOLIDADO	744.140.841	100,0%	804.455.879	100,0%

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

(MILES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero - sept. 2003	% Costos 2003	enero - sept. 2004	% Costos 2004
CHOCÓN (ARGENTINA)	25.246.754	3,4%	18.564.752	2,3%
COSTANERA (ARGENTINA)	42.040.275	5,6%	78.907.656	9,8%
BETANIA (COLOMBIA)	13.786.160	1,9%	14.571.586	1,8%
EMGESA (COLOMBIA)	87.788.642	11,8%	89.870.754	11,2%
CACHOEIRA (BRASIL)	21.201.363	2,8%	19.984.099	2,5%
EDEGEL (PERÚ)	35.898.567	4,8%	56.184.592	7,0%
NACIONAL (*)	218.406.946	29,4%	224.536.450	27,9%
TOTAL CONSOLIDADO	444.368.706	100,0%	502.619.889	100,0%

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

RENTABILIDAD:

Indices	enero-dic. 2003	enero-sept. 2003	enero-sept. 2004	Variac. % sept. 2004/2003
Rentabilidad del patrimonio	5,32 %	4,43 %	3,83 %	(13,5 %)
Rentabilidad del activo	1,30 %	1,06 %	1,03 %	(2,8 %)
Rend. activos operacionales	6,51 %	4,92 %	5,65 %	14,8 %
Utilidad por acción (\$)	9,71	8,35	7,22	(13,5 %)
Retorno de dividendos	-	-	0,0073	

C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Miles de Pesos)	dic. 2003	sept. 2003	sept. 2004	Variac. % sept. 2004/2003	Var. Absoluta sept. 2004/2003
Activos Circulantes	400.326.435	377.444.760	508.015.400	34,6 %	130.570.640
Activos Fijos	4.756.632.695	5.096.196.783	4.717.419.325	(7,4 %)	(378.777.458)
Otros Activos	412.218.091	464.263.387	289.382.007	(37,7 %)	(174.881.380)
Total Activos	5.569.177.221	5.937.904.930	5.514.816.732	(7,1 %)	(423.088.198)
Pasivos Circulantes	474.129.508	424.147.012	433.563.289	2,2 %	9.416.277
Pasivos a Largo Plazo	2.333.137.834	2.594.369.435	2.293.847.156	(11,6 %)	(300.522.279)
Interés Minoritario	1.240.880.127	1.390.952.670	1.224.288.223	(12,0 %)	(166.664.447)
Patrimonio	1.521.029.752	1.528.435.813	1.563.118.064	2,3 %	34.682.251
Total Pasivos	5.569.177.221	5.937.904.930	5.514.816.732	(7,1 %)	(423.088.198)

Los activos circulantes se incrementaron en M\$ 130.570.640, explicado principalmente por M\$ 114.553.697 de mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a Atacama Finance Co. La reducción de 7,4 % en los activos fijos se debe principalmente al efecto de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar sobre el valor de los activos de empresas filiales en el exterior. La reducción de 37,7% 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 a largo plazo se redujeron básicamente 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.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indices)	dic. 2003	sept. 2003	sept. 2004	Variac. % sept. 2004/2003
Liquidez corriente	0,84	0,89	1,17	31,5 %
Razón ácida	0,77	0,77	1,07	39,0 %
Pasivo exigible / Patrimonio	1,85	1,97	1,74	(11,7 %)
Pasivo Exigible / (Patrim. e Int. Min.)	1,02	1,03	0,98	(4,9 %)
% Deuda corto plazo	16,9	14,1	15,9	13,2 %
% Deuda largo plazo	83,1	85,9	84,1	(2,2 %)

Los indicadores de liquidez de la compañía mejoran a septiembre de 2004 con respecto a septiembre de 2003. El índice de liquidez corriente a septiembre de 2004 alcanza a 1,17, aumentando en un 31,5% con respecto a septiembre del año anterior, y la razón ácida llega a 1,07, la que se compara con un 0,77 a septiembre 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 septiembre de 2004 se ha reducido respecto a su valor a septiembre 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.

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-sept. 2003	enero-sept. 2004	Variación	% Var.
De la Operación	183.891.658	133.015.706	(50.875.952)	(27,7 %)
De Financiamiento	(312.500.921)	(109.256.044)	203.244.877	65,0 %
De Inversión	142.219.653	(33.798.163)	(176.017.816)	(123,8 %)
Flujo Neto del período	13.610.390	(10.038.501)	(23.648.891)	(173,8 %)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	108.668.360	156.934.740	48.266.380	44,4 %

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$ 133.015.706, lo que representa una disminución de un 27,7% respecto a septiembre de 2003. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad a septiembre de 2004 de M\$ 59.244.213, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 122.266.214, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por M\$ 13.194.110, variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por M\$ (93.204.233) e interés minoritario por M\$ 31.722.396.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 109.256.044. Los principales flujos de financiamiento corresponden al pago de préstamos por M\$ 270.343.089 compensado en parte por la obtención de préstamos por M\$ 208.855.502.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de M\$(33.798.163), que se explica principalmente por M\$ 82.774.529 de incorporación de activos fijos correspondiente básicamente a la construcción de la central Ralco. Estas inversiones fueron contrarrestadas básicamente por M\$ 19.414.885 de ingresos por recaudación de préstamos a empresas relacionadas y por M\$ 40.036.943 de otros ingresos de inversión.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior

ACUMULADO A SEPT. DE 2004					
Miles de Pesos	Dividendos	Red.Capital	Intereses	Amort. Intercomp.	Total
Argentina	-	-	3.787.994	13.454.169	17.242.163
Brasil	-	4.914.532	-	-	4.914.532
Colombia	8.702	-	13.473.819	-	13.482.521
Perú	9.290.877	2.467.244	-	-	11.758.121
Coligadas	-	4.805.758	6.359.671	9.957.199	21.122.629
Vehículos de Inversión	-	559.087	58.303	-	617.391
Total	9.299.579	12.746.621	23.679.788	23.411.368	69.137.356

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

- CAMMESA llamó el 4 de agosto a la segunda licitación pública internacional para realizar Acuerdos de Provisión Energía Eléctrica hasta 500 MWh x hora a ser generada en la República Federativa de Brasil, para inyectar al Sistema Argentino de Interconexión, durante el período Septiembre a Noviembre de 2004. De junio a septiembre se han transferido 809 GWh.

- 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 demandas mayores a 300 kW recibirán un aumento de 43%. El alza aplicó desde septiembre de 2004.

- El gobierno está invitando a los agentes a adherir a su propuesta de readaptación del MEM (Res 833 y 936/2004), en la que los agentes ponen a disposición de la autoridad los fondos no recaudados en el MEM entre enero de 2004 y diciembre de 2006 (proveniente del diferencial entre precio de mercado y costo variable de producción). Dichos fondos serían destinados a la construcción de las ampliaciones requeridas en el SADI (Ciclos combinados y líneas de transmisión)

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). Las primeras licitaciones se harán a finales del año 2004.

- Durante agosto, la Aneel autorizó al MAE la realización de la primera licitación de compra de energía para contratación regulada, a ser realizada en noviembre de este año. Serán ofertados 25 mil MW-medios.

- En septiembre fueron divulgadas las reglas y el modelo de contrato de las subastas de energía que serán realizadas a fin de año. Tales subastas son la única forma de vender energía a las empresas distribuidoras.

CHILE

· Se efectuó la incorporación comercial de la central Ralco al SIC a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 20 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 megavatios en el Perú.

PERÚ

· Con relación al problema de las distribuidoras sin contrato, el Estado emitió un Decreto de Urgencia, donde establece que los retiros de energía correspondientes a Distriluz serán asumidos entre los generadores privados por el período enero-junio 2004 en función a su potencia firme (estos retiros deberán ser cobrados a tarifa de barra). El resto del año, estos retiros serán asumidos por las generadoras estatales. En este acuerdo no pudo ser incluida la parte correspondiente a la distribuidora privada Electro surmedio, por encontrarse en litigio con su antiguo suministrador de energía (Electroperú).

· 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.

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

enero-sept. 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	6.303,1	1.005,2	2.414,2	2.048,5	11.770,9	315,1	12.086,0
generación hidroeléctrica	5.259,3	1.005,2	2.414,2	-	8.678,7	-	8.678,7
Generación térmica	1.043,7	-	-	2.048,5	3.092,3	315,1	3.407,3
Compras de energía	4.979,6	231,6	-	62,7	1.238,4	433,0	1.671,4
compras a empresas relacionadas	3.803,9	-	-	-	3.803,9	-	3.803,9
compras a relacionadas en mercado spot	-	231,6	-	-	231,6	-	231,6
compras a otros generadores	847,2	-	-	-	847,2	-	847,2
Compras al spot	328,5	-	-	62,7	391,2	433,0	824,2
Pérdidas y consumos propios	130,3	9,0	22,9	10,0	172,3	3,3	175,6
Total ventas de energía	11.152,3	1.227,7	2.391,3	2.101,3	12.837,1	744,7	13.581,8
Ventas a precios regulados	7.760,0	-	41,5	42,0	7.843,5	-	7.843,5
Ventas a precios no regulados	2.352,9	-	81,6	498,6	2.933,2	744,7	3.677,9
Ventas al mercado spot	807,7	323,4	849,5	79,8	2.060,4	-	2.060,4
Ventas a empresas relacionadas	231,6	904,4	1.418,6	1.480,9	4.035,5	-	4.035,5
Participación sobre las ventas (%)	42,3%	1,3%	3,8%	2,4%	49,8%	9,0%	39,8%

enero-sept. 2003 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	6.564,0	1.142,8	2.688,5	1.663,3	12.058,6	292,8	12.351,4

generación hidroeléctrica	6.009,1	1.142,8	2.688,5	-	9.840,4	-	9.840,4
Generación térmica	554,9	-	-	1.663,3	2.218,3	292,8	2.511,1
Compras de energía	3.582,4	223,7	-	363,9	1.379,2	424,4	1.803,6
compras a empresas relacionadas	2.790,8	-	-	-	2.790,8	-	2.790,8
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	616,0	-	-	-	616,0	-	616,0
Compras al spot	175,6	223,7	-	363,9	763,1	424,4	1.187,5
Pérdidas y consumos propios	148,9	11,9	19,1	9,6	189,6	3,0	192,6
Total ventas de energía	9.997,5	1.354,5	2.669,4	2.017,6	13.248,2	714,2	13.962,4
Ventas a precios regulados	6.491,8	906,2	40,4	39,9	7.478,3	-	7.478,3
Ventas a precios no regulados	3.032,1	0,1	96,2	481,8	3.610,2	714,2	4.324,4
Ventas al mercado spot	473,7	448,2	1.139,4	98,4	2.159,7	-	2.159,7
Ventas a empresas relacionadas	-	-	1.393,4	1.397,4	2.790,8	-	2.790,8
Participación sobre las ventas (%)	41,8%	5,7%	5,3%	2,6%	55,4%	9,2%	44,1%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

enero-sept. 2004 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	2.737,0	5.968,0	1.415,3	7.603,4	2.394,2	3.171,6	12.086,0
generación hidroeléctrica	2.737,0	-	1.415,3	7.548,6	2.394,2	2.924,4	8.678,7
Generación térmica	-	5.968,0	-	54,8	-	247,2	3.407,3
Compras de energía	118,0	95,0	535,3	2.141,4	420,5	195,2	1.671,4
compras a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	3.803,9
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	231,6
compras a otros generadores	-	-	-	113,8	-	90,5	847,2
Compras al spot	118,0	95,0	535,3	2.027,6	420,5	104,6	824,2
Pérdidas y consumos propios	-	230,0	-	65,2	-	142,7	175,6
Total ventas de energía	2.854,0	5.833,0	1.951,1	9.680,1	2.814,7	3.224,2	13.581,8
Ventas a precios regulados	-	-	924,5	4.217,2	2.215,5	1.172,9	7.843,5
Ventas a precios no regulados	700,0	599,0	-	2.184,4	267,5	1.308,1	3.677,9
Ventas al mercado spot	2.154,0	5.234,0	1.026,6	3.278,5	331,7	743,2	2.060,4
Ventas a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	4.035,5
Participación sobre las ventas (%)	4,6%	9,4%	3,9%	19,5%	1,2%	23,4%	39,8%

enero-sept. 2003 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	3.488,0	2.687,0	1.167,1	6.765,1	2.085,9	3.413,3	12.351,4
generación hidroeléctrica	3.488,0	-	1.167,1	6.597,7	2.085,9	3.402,8	9.840,4
Generación térmica	-	2.687,0	-	167,4	-	10,4	2.511,1
Compras de energía	490,0	639,0	795,5	2.482,1	694,9	139,6	1.803,6
compras a empresas relacionadas	-	-	-	390,2	-	-	2.790,8
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	-	-	-	88,7	-	-	616,0
Compras al spot	490,0	639,0	795,5	2.003,2	694,9	-	1.187,5
Pérdidas y consumos propios	-	88,0	-	74,6	-	152,1	192,6
Total ventas de energía	3.977,0	3.238,0	1.962,5	9.173,0	2.780,8	3.400,8	13.962,4
Ventas a precios regulados	-	-	443,6	4.610,9	2.483,8	1.072,3	7.478,3
Ventas a precios no regulados	1.901,0	1.498,0	-	1.896,5	-	1.240,7	4.324,4
Ventas al mercado spot	2.076,0	1.740,0	1.128,7	2.665,6	297,0	1.087,9	2.159,7
Ventas a empresas relacionadas	-	-	390,2	-	-	-	2.790,8
Participación sobre las ventas (%)	6,9%	5,6%	3,9%	18,3%	1,2%	22,1%	44,1%

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)
- Precio de los combustibles: En octubre se realizará la segunda alza de los precios de boca de pozo del gas natural. En esta ocasión el alza equivale a un incremento del 17%, llevando el precio promedio de todas la cuencas de 0,65 US\$/MMBTU a 0,75 US\$/MMBTU.
- 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%. El nivel de los embalses de todas las regiones se encuentra por sobre los niveles presentados en 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-septiembre de 2004 es de 70%.
- 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. Para el SIC no se registran cortes en este momento (excepto Taltal que se abastece desde la cuenta NorOeste), no descartándose la posibilidad de que se presenten en el futuro. Respecto al precio del diesel y carbón, en los últimos meses han experimentado un alza en los mercados internacionales.

COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: El nivel de contratación de las empresas del grupo hace que la exposición al riesgo hidrológico sea relativamente baja. Los aportes totales del SIN de enero a septiembre del año 2004 han sido de 102%, es decir se encuentra en condición normal. Sin embargo, los aportes para las empresas del grupo han sido excedentarios para Emgesa (125% de la media para Guavio) y deficitarios para Betania (86% 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.
- Riesgo devaluación: Durante el año 2004, el tipo de cambio se ha reevaluado en 6,6%, lo que ha favorecido el ingreso por contratos del grupo, ya que la tarifa de estos contratos es monómica y está firmada en pesos colombianos.

PERÚ

- Riesgo hidrológico: El grupo Endesa es vendedor neto en el spot, por lo que el riesgo frente a condiciones hidrológicas secas es bajo. El volumen total embalsado en lagunas y reservorios al 30 de septiembre alcanzó los 83,42 MMm³, lo cual representa el 29,50% de la capacidad total, siendo 44,9% inferior al promedio de los últimos 2 años.
- 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.

Pese a lo anterior, el grupo Endesa es vendedor neto en el spot, por lo que el aumento en el precio de los combustibles no representa un gran riesgo. Sin embargo, dada la actual situación de las empresas distribuidoras sin contrato, el grupo Endesa debe vender a precio de barra montos de energía que deberían normalmente ser vendidas a precio spot, por lo que el riesgo se ha incrementado debido a esta condición.

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 30 de septiembre de 2004, la empresa no tiene contratos forwards dólar-peso vigentes, ya que el descalce contable no supero el máximo admisible. A igual fecha del año anterior la empresa tenía contratos forwards dólar-peso por un monto de US\$ 194 millones. La variación se debe principalmente a la disminución del descalce contable debido a la reducción del pasivo en dólares 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 89 % / 11 % fijo / variable al 30 de septiembre de 2004. Esta relación es muy similar a la 90% / 10 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, y ha permitido a la compañía minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés en los distintos mercados donde opera.