

# Alupar

*Infraestrutura é o nosso negócio!*

**R\$ 1,1 bilhão**  
de receita operacional líquida\*

\*não considerado receita de infraestrutura



**R\$ 916,9 milhões**  
EBITDA

**R\$ 220,4 milhões**  
de lucro líquido



**5.665 km** de linhas  
de transmissão

capacidade instalada  
de geração hidráulica de  
**179,4 MW** em operação e  
**280,0 MW** em construção



**204,4 MW**  
em parques eólicos

demonstrações  
**financeiras**

**2012**



R\$ 916,9 milhões  
EBITDA

**Alupar**

Infraestrutura é o nosso negócio!

R\$ 1,1 bilhão  
de receita operacional  
líquida (não considerado  
receita de infraestrutura)

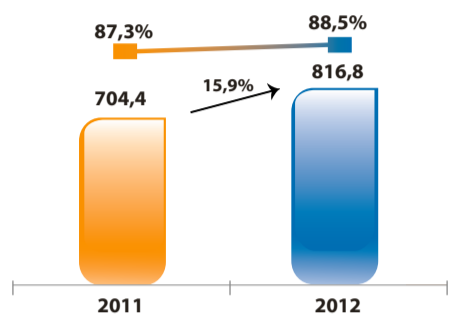
**Resultado - Principais Indicadores Consolidados**

Os custos dos serviços prestados ficaram em linha com o registrado no ano anterior, com uma ligeira redução de 1,7% quando comparado a 2011. O aumento de 25,1% na depreciação/amortização é explicado pela entrada em operação da EBTE (2T11) e ETEM e TME (4T11), que durante a construção tinham suas despesas capitalizadas e após a entrada em operação passam a transitar pelo resultado e (ii) aquisição da Transchile no 3T12, com reflexo do custo a partir de Jul/2012.



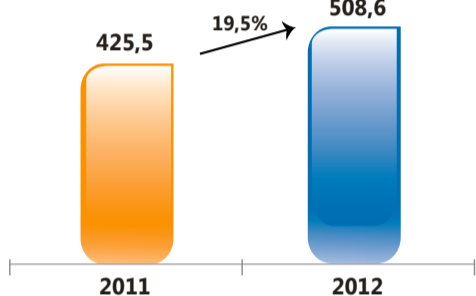
Varição de 13,0% nas despesas operacionais, que totalizam R\$ 41,8 milhões em 2012 ante R\$ 37,0 milhões em 2011. Este crescimento foi decorrente da (i) entrada em operação das transmissoras EBTE (2T11) e ETEM e TME (4T11), que durante a construção tinham suas despesas capitalizadas e após a entrada em operação passam a transitar pelo resultado e (ii) aquisição da Transchile no 3T12, com reflexo do custo a partir de Jul/2012.

**EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA (%)**



Varição positiva de 15,9% no EBITDA, devido ao aumento da receita, conforme explicado anteriormente. A margem EBITDA ficou em linha com 2011, com um pequeno crescimento (1,2 pontos percentuais) em 2012.

**Lucro Líquido (R\$ milhões)**



O Lucro em 2012 totalizou R\$ 508,6 milhões, 19,5% superior aos R\$ 425,5 milhões apurados em 2011, tendo como reflexo o aumento do EBITDA e o menor aumento nos resultados financeiros no período (cresceu apenas 9,6% contra um EBITDA que aumentou 15,9%).

**Análise da Receita e Lucro Combinado na Transmissão - Societário (IFRS)**

Com a adoção do IFRS, a Receita pela Disponibilização (RAP - PV) foi substituída por 3 novas receitas: Receita de Infraestrutura, Receita de Concessão de Transmissão (O&M) e Receita de Remuneração dos Ativos da Concessão.



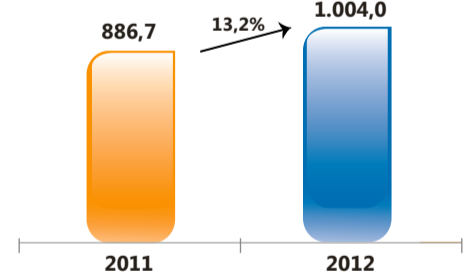
Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão  
 Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão  
 É o resultado da multiplicação da taxa de retorno de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo financeiro

Dessa forma, o balanço das empresas de transmissão passou a apresentar uma conta de Ativo Financeiro, a qual tem a sua movimentação prevista conforme exemplo detalhado abaixo:

$$\begin{aligned}
 & \text{Ativo Financeiro em 31/12/2011} \\
 & + \text{Receita de infraestrutura entre 01/01/2012 e 31/12/2012} \\
 & + \text{Remuneração do Ativo Financeiro entre 01/01/2012 e 31/12/2012} \\
 & + \text{Receita de O\&M entre 01/01/2012 e 31/12/2012} \\
 & - \text{RAP entre 01/01/2012 e 31/12/2012} \\
 & - \text{Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2012 e 31/12/2012} \\
 & = \\
 & \text{Ativo Financeiro em 31/12/2012}
 \end{aligned}$$

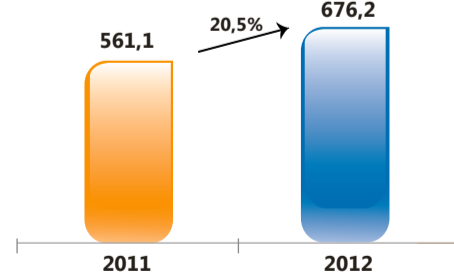
**Nota sobre valor residual:** caso exista entrada de recursos na companhia, relacionada a uma possível indenização ocorrida pelo advento do término da concessão, este valor também é redutor do Ativo Financeiro. No caso da Alupar, nossas subsidiárias possuem o 1º vencimento da concessão em prazo muito longo, sendo o vencimento mais próximo em nov/30.

**Receita Líquida Ajustada (R\$ milhões)**



Crescimento de 13,2% da Receita Líquida Ajustada, devido principalmente à (i) Entrada em operação da ETEM e TME no 4T11 e da ETVG no 412 e (ii) aquisição da Transchile em setembro/2012, sendo contabilizada a partir de Julho/2012.

**Lucro Líquido (R\$ milhões)**

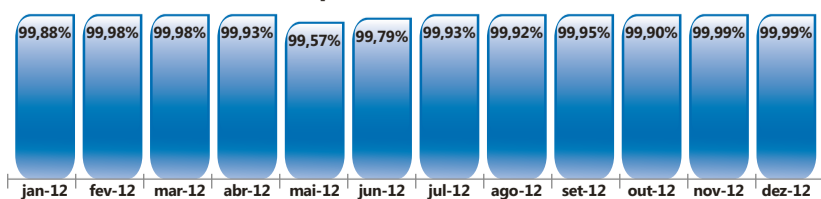


O Lucro em 2012 totalizou R\$ 676,2 milhões, 20,5% superior aos R\$ 561,1 milhões apurados em 2011.

**Indicadores Operacionais - Transmissão**

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo de 2012, mantendo a disponibilidade física superior a 99,8%, conforme gráfico abaixo:

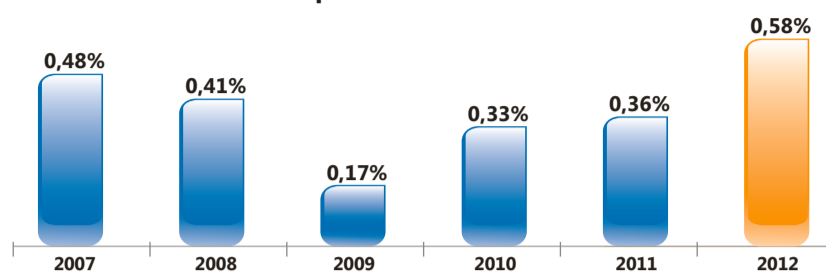
**Disponibilidade Física**



A disponibilidade física da linha é um indicador operacional, que demonstra o % de horas que a linha ficou disponível ao longo de um determinado período.

O gráfico abaixo demonstra a parcela variável consolidada das transmissoras da Alupar, que é o indicador que mostra o impacto da indisponibilidade na receita das empresas.

**Impacto do PV na RAP**



A elevação do PV em 2012, se deve, principalmente pelas transmissoras que iniciaram operação ao final de 2011 e tiveram algumas paradas operacionais ao longo de 2012, além de uma das transmissoras (TME) ter tido um problema de transmissão de dados junto ao ONS, durante sua entrada em operação, que acarretou em uma penalidade de aproximadamente R\$ 0,6 milhão. Projetos em Construção:

Transmissora	Extensão (Km)	RAP (R\$ MM)	Investimento Previsto (R\$ MM)	Previsão Entrada em Operação
ESDE**	10,1	10,1	75,0	2013
TNE*	715	126,3	969,0	2015
ETSE**	-	14,8	137,0	2014

\* Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte. \*\*Empreendimentos são subsidiárias da ETEP (ESDE) e da ECTE (ETSE). Não terão desembolso de equity da Alupar. **ESDE:** Atuará na construção e exploração do sistema de transmissão de energia elétrica no Estado de Minas Gerais, contemplando a subestação Santos Dumont em 345 kV A ESDE iniciará suas operações no primeiro semestre de 2013. Os objetivos deste sistema são atender o crescimento de carga na região sudeste do estado de Minas Gerais e oferecer maior confiabilidade nas operações do SIN. A primeira e a segunda fase foram energizadas no começo de fev/2013 e a terceira e última fase esta prevista para o final de fevereiro, marcando a entrada em operação do empreendimento. **TNE:** O sistema de transmissão conectará a cidade Boa Vista (RR) ao Sistema Interligado Nacional (SIN), interligando o estado de Roraima ao SIN na subestação Lechuga, no estado do Amazonas, cobrindo aproximadamente 715,0 km de linha de 500 kV em circuito duplo, com 3 subestações, sendo duas ampliações e uma nova. Para o início da obra esta sendo aguardada a LI, a qual esta prevista para o segundo semestre de 2013. Até o momento, já foram emitidas as autorizações do IPHAN e FEEMA, aguardando a FUNAI para liberação do EIA RIMA. **ETSE:** Empresa composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica da subestação Abdon Batista em 525/230 kV e da Subestação Gaspar em 230/138 kV. A previsão é que a ETSE inicie suas operações em 2014, tendo como objetivos atender à integração da UHE Garibaldi, de 175 MW, e da UHE São Roque, de 214 MW, ao Sistema Interligado Nacional, bem como previsão de integração de diversas PCHs com solicitação de acesso ao sistema de distribuição da CELESC e atender também à expansão do suprimento de energia elétrica à região do Vale do Itajaí. Para a subestação Abdon Batista, a qual já possui a LI, o trabalho de terraplanagem já foi iniciado, com previsão de conclusão ainda no 1º semestre de 2013. Com relação a subestação Gaspar, esta sendo aguardado as licenças para iniciar os trabalhos de terraplanagem. Cerca de 70% da área que compõe o empreendimento já foi negociada.

**Segmento de Geração**

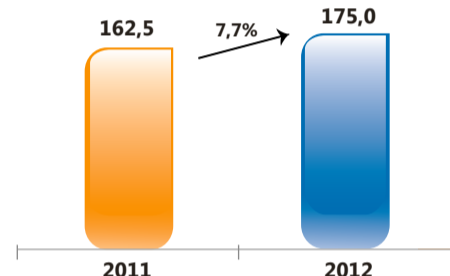
Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Salienciamos que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma de nossas subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na Nota Explicativa 26 de "Informações por Segmento". No nosso segmento de Geração, diferentemente do nosso segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 nos números societários não trazem efeitos materiais em relação aos números regulatórios. Dessa forma, nossa análise abaixo é feita levando em conta o desempenho demonstrado pelos próprios números Societários.

**Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"**

R\$ MM	2012	2011	Var.	Var. %
Receita Líquida	160,7	147,9	12,8	8,6%
Custos Operacionais	(89,1)	(81,5)	(7,6)	9,4%
Despesas Operacionais	(11,8)	(25,9)	14,1	-54,4%
EBITDA	92,2	62,3	29,9	48,0%
Margem EBITDA	57,4%	42,1%	15,3	
Resultado Financeiro	(54,7)	(41,5)	(13,2)	31,8%
Lucro Líquido	2,5	(3,1)	5,7	-181,1%
Dívida Líquida	1.150,1	878,5	271,6	30,9%
Div. Líquida/EBITDA	12,5	14,1	(1,6)	-11,5%

**Análise do Desempenho Combinado na Geração - Societário (IFRS)**

**Receita Bruta (R\$ milhões)**

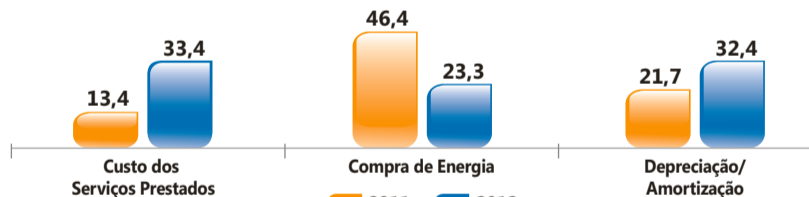


Aumento de 7,7% na Receita de Suprimento de Energia, decorrente de (i) reajustes contratuais dos preços de energia vendida e (ii) venda no mercado livre das geradoras: Foz do Rio Claro (115,3 GWh); Ijuí (88,7 GWh); Queluz (11,3 GWh) e Lavrinhas (8,9 GWh), conforme detalhado na tabela abaixo. Segue abaixo abertura do faturamento das geradoras:

	Foz	Ijuí	Queluz	Lavrinhas
	2012	2011	2012	2011
Contrato bilateral - ACL (GWh)	-	-	184,5	196,6
Contrato bilateral - ACL (Preço Médio - R\$/MWh)	-	-	197,0	176,0
Contrato Sazonalização - ACL (GWh)	115,3	88,7	11,3	4,0
Contrato Sazonalização - ACL (Preço médio - R\$/MWh)	40,5	39,9	111,9	83,1
Contrato - ACR (GWh)	342,6	372,0	263,5	197,0
Contrato - ACR (Preço médio - R\$/MWh)	144,7	125,0	155,1	151,9
MRE/SPOT (Em R\$ MM)	0,8	(0,2)	(0,7)	0,4
Outros Ajuste/Impostos (Em R\$ MM)	-	-	13,6	0,4
Receita de Suprimento de Energia (R\$ MM)	55,1	46,4	43,7	44,0
				38,9
				36,3
				37,4
				35,8

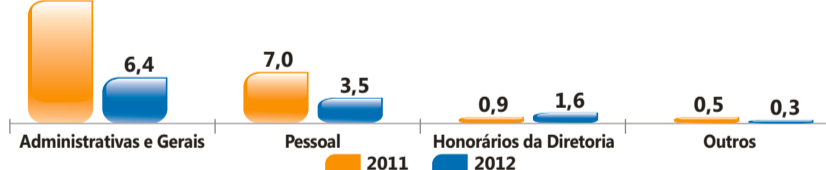
O custo dos serviços prestados apresentou um aumento de R\$ 20,0 milhões, explicada, pela entrada em operação das geradoras Ijuí (1T11), Queluz (3T11) e Lavrinhas (3T11), sendo R\$ 10,8 milhões no serviço de terceiros, R\$ 4,7 milhões no pessoal e R\$ 1,2 milhões nos encargos (CUST). Redução de 49,7% no custo de compra de energia decorrente principalmente da entrada em operação das geradoras Ijuí (1T11), Queluz (3T11) e Lavrinhas (3T11). Contudo, a segunda metade da potência de Lavrinhas e de Queluz (15 MW cada) só entrou em operação em mai/12 e jul/12, respectivamente, ainda gerando compra de energia durante o primeiro semestre de 2012.

**Custos Operacionais (R\$ milhões)**



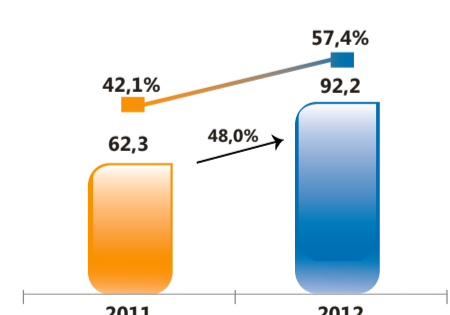
Queda de 54,4% nas despesas operacionais, sendo (i) 63,7% nas despesas administrativas e gerais e 49,2% nas despesas de pessoal, principalmente pelo efeito de um forte programa de redução de despesas em Foz do Rio Claro e Ijuí, ocorrido ao longo de 2012.

**Despesas Operacionais (R\$ milhões)**



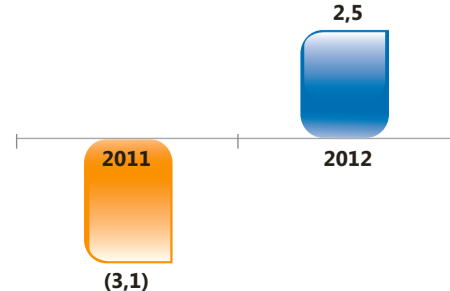
Varição positiva de 48,0% no EBITDA e 15,3 pontos percentuais na margem EBITDA, devido principalmente a (i) aumento de 7,7% na receita; (ii) queda combinada de 20% nos custos caixa (sem depreciação/amortização) e despesas operacionais.

**EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA (%)**



O Lucro em 2012 totalizou R\$ 2,5 milhões, revertendo um prejuízo de R\$ (3,1) milhões apurados em 2011.

**Lucro Líquido (R\$ milhões)**



5.665 km de linhas de transmissão

# Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

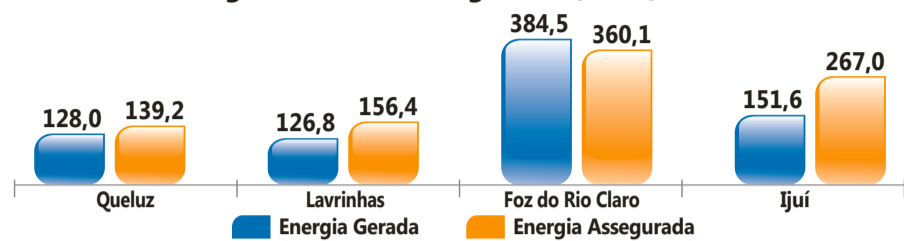
R\$ 220,4 milhões de lucro líquido

## Resultado - Principais Indicadores Consolidados

### Indicadores Operacionais - Geração

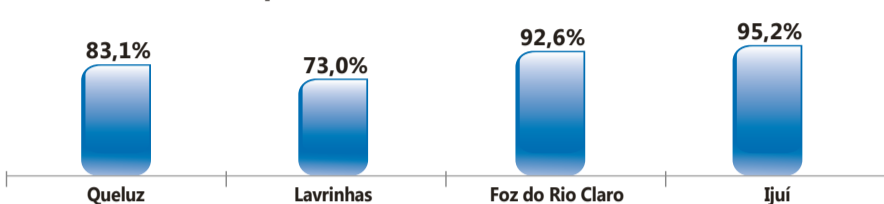
Abaixo a energia gerada no acumulado de 2012 em cada uma das geradoras da Companhia

### Energia Gerada X Assegurada (GWh) - 2012



Durante os meses de Abril/2012 a Julho/2012, o Estado do Rio Grande do Sul, local onde se localiza a usina de Ijuí, enfrentou um período severo de seca, fato que prejudicou a sua geração efetiva em 2012. No caso de Foz do Rio Claro, o período de seca foi mais intenso no 3T12. Em ambos os casos, as empresas se valeram do mecanismo do MRE (todas as nossas UHEs e PCHs fazem parte do MRE), no caso de déficit ou superávit (Foz do Rio Claro) de geração de energia elétrica. O gráfico abaixo, demonstra a disponibilidade em 2012:

### Disponibilidade Geradoras - 2012



Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Investimento Previsto (R\$ MM)	Previsão Entrada em Operação
Ferreira Gomes	252,0	150,2	1.100,0	2015
Energia dos Ventos*	204,4	100,5	860,0	2016
Risaralda	28,0	16,8	140,0	2015

\* Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% de Furnas.

**Ferreira Gomes:** O Contrato de Concessão foi firmado em 09 de Novembro de 2010, com a Ferreira Gomes recebendo da União a outorga do direito de explorar o empreendimento por 35 anos. A UHE Ferreira Gomes possuirá capacidade instalada de 252,0 MW, energia assegurada de 150,2 MW e estará localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes, no Estado do Amapá. Atualmente 60% da concretagem esta concluída, e foi iniciada a fundação da barragem e a montagem eletromecânica. **Energia dos Ventos:** Empreendimento que contratou 204,4 MW de energia no leilão 07/2011 realizado em 20/12/2011 pela Aneel. Serão implantados 10 parques eólicos no município de Aracati no Ceará até 2016. A obra esta em fase final de planejamento. **Risaralda:** A Risaralda é uma SPE constituída em 10/2011 para o desenvolvimento e implantação de 3 PCHs, com potência instalada de 28 MW, na Colômbia. Atualmente estão sendo estudados arranjos para otimizar o projeto, com previsão de inícios das obras ainda em 2013.

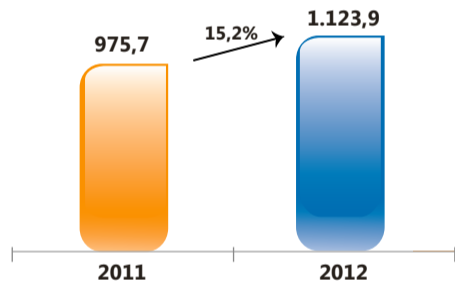
### Consolidado - IFRS

#### 1. Receita Operacional

A Alupar e suas subsidiárias auferiram Receita Líquida Ajustada de R\$ 1.123,9 milhões em 2012, representando um crescimento de 15,2% ante os R\$ 975,7 milhões registrados em 2011. Quando analisamos a Receita Líquida em IFRS da Companhia, verificamos que em 2012, totalizou R\$ 1.258,6 milhões, representando um crescimento de 3,7% em relação aos R\$ 1.213,6 milhões registrados em 2011. Contudo esse aumento da Receita Líquida inferior ao aumento da Receita Líquida Ajustada se deve unicamente pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo dos serviços Prestados), por razões analíticas, desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia, conforme detalhado abaixo:

Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)			
	2012	2011	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	119,3	99,7	19,7%
Receita de Infraestrutura	134,7	237,9	-43,4%
Remuneração do Ativo de Concessão	915,1	790,1	15,8%
Suprimento de Energia	175,0	162,5	7,7%
<b>Receita Bruta - IFRS</b>	<b>1.344,2</b>	<b>1.290,2</b>	<b>4,2%</b>
Deduções	85,6	76,5	11,8%
<b>Receita Líquida - IFRS</b>	<b>1.258,6</b>	<b>1.213,6</b>	<b>3,7%</b>
Exclusão da Receita de Infraestrutura	134,7	237,9	-43,4%
<b>Receita Bruta Ajustada</b>	<b>1.209,5</b>	<b>1.052,3</b>	<b>14,9%</b>
<b>Receita Líquida Ajustada</b>	<b>1.123,9</b>	<b>975,7</b>	<b>15,2%</b>

### Receita Líquida Ajustada (R\$ milhões)



A variação positiva de 15,2% ocorrida na Receita Líquida Ajustada em 2012 é explicada: • (i) Pelo aumento de 15,8% da Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, totalizando R\$ 915,1 milhões em 2012 ante R\$ 790,1 milhões em 2011. Do aumento de 15,8%, cerca de 5,7 pontos percentuais refere-se a ECETE, principalmente devido a consolidação integral em 2012; (ii) pelo aumento de 19,7% na Receita de Transmissão de Energia, totalizando R\$ 119,3 milhões em 2012 devido a entrada em operação das transmissoras ETEM, TME, EBTE, da aquisição da Transchile em Setembro/2012 e da consolidação integral da ECETE em 2012; e (iii) aumento de 7,7% da Receita de Suprimento de Energia totalizando R\$ 175,0 milhões em 2012, ante R\$ 162,5 milhões em 2011, conforme explicado anteriormente na seção "Segmento de Geração". Quando analisamos a Receita Líquida em IFRS, verificamos que esta atingiu R\$ 1.258,6 milhões em 2012, uma variação positiva de 3,7% se comparado aos R\$ 1.213,6 milhões registrados em 2011. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela redução de R\$ 103,2 milhões na Receita de Infraestrutura. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar o item "Investimentos" mais adiante.

#### 2. Custos

Em 2012, os Custos Operacionais fecharam em R\$ 290,2 milhões, 24,1% inferior aos R\$ 382,1 milhões apurados em 2011.

Custos Operacionais R\$ (MM)			
	2012	2011	Var. %
Custo dos Serviços Prestados	96,4	74,2	29,9%
Energia Comprada para Revenda	23,3	46,4	-49,7%
Custo de Infraestrutura	134,7	237,9	-43,4%
Depreciação/Amortização	35,8	23,6	51,4%
<b>Total</b>	<b>290,2</b>	<b>382,1</b>	<b>-24,1%</b>

Essa variação ocorrida no período é explicada principalmente: • Pela redução de R\$ 103,2 milhões no Custo de Infraestrutura (investimentos), que totalizou R\$ 134,7 milhões em 2012, ante R\$ 237,9 milhões apurados em 2011. Conforme já comentado no item 1, vide comentários na seção Investimentos. • Pela redução de R\$ 23,1 milhões no custo de Energia Comprada para Revenda, conforme explicado anteriormente na seção "Segmento de Geração". • O custo caixa em 2012, excluindo o custo de infraestrutura (investimentos) e a depreciação/amortização foi equivalente a 10,6% da Receita Líquida Ajustada, ante 12,4% registrado em 2011.

#### 3. Despesas Operacionais

Em 2012, as Despesas Operacionais totalizaram em R\$ 87,3 milhões, 6,2% inferior aos R\$ 93,1 milhões apurados em 2011.

Custos e Despesas Operacionais R\$ (MM)			
	2012	2011	Var. %
Administrativas e Gerais	37,5	45,1	-16,9%
Pessoal	24,1	28,7	-15,9%
Honorários da Diretoria e Administração	16,3	12,4	31,2%
Outros	9,5	7,0	36,0%
<b>Total</b>	<b>87,3</b>	<b>93,1</b>	<b>-6,2%</b>

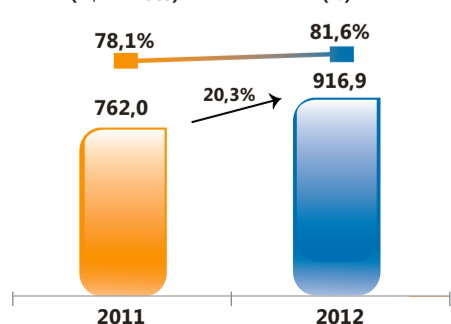
Essa variação ocorrida no período é explicada pelos programas de redução de custos efetuadas principalmente nas empresas de geração.

#### 4. EBITDA

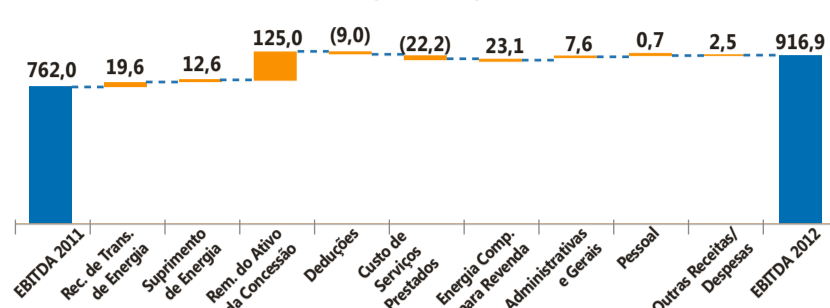
Em 2012, o EBITDA alcançou R\$ 916,9 milhões, com crescimento de 20,3% se comparado aos R\$ 762,0 milhões registrados em 2011. Já a Margem de EBITDA Ajustada pela exclusão da Receita de Infraestrutura atingiu 81,6% em 2012, comparada a uma Margem de EBITDA ajustada de 78,1% em 2011. Esta variação é decorrente principalmente (i) do aumento de 15,2% da Receita Líquida Ajustada, que atingiu R\$ 1.123,9 milhões em 2012, ante R\$ 975,7 milhões em 2011; (ii) da manutenção dos custos operacionais caixa ajustados (excluindo-se a depreciação/amortização e custos de infraestrutura - capex) e (iii) da queda de R\$ 5,8 milhões nas despesas operacionais, totalizando R\$ 87,3 milhões em 2012, ante R\$ 93,1 milhões registrado em 2011.

EBITDA (R\$ MM)			
	2012	2011	Var. %
Receita Bruta Ajustada	1.209,5	1.052,3	14,9%
Deduções	85,6	76,5	11,8%
Receita Líquida Ajustada	1.123,9	975,7	15,2%
Custos Operacionais	(119,7)	(120,6)	-0,7%
Despesas Operacionais	(87,3)	(93,1)	-6,2%
EBITDA	916,9	762,0	20,3%
Margem EBITDA	81,6%	78,1%	3,5%

### EBITDA Margem EBITDA



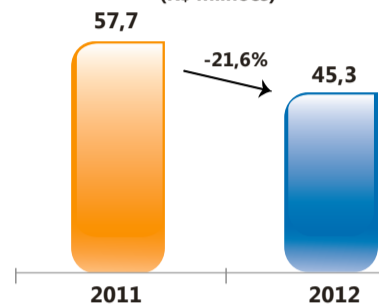
### Formação do EBITDA (R\$ milhões)



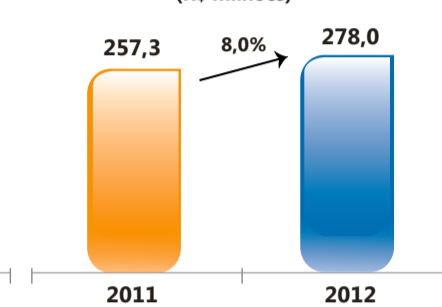
### 5. Resultados Financeiros

Em 2012, os Resultados Financeiros atingiram R\$ 232,8 milhões ante R\$ 199,6 milhões em 2011, o que representa uma variação negativa de 16,6%. Parte desta variação é explicada principalmente pelo aumento nas despesas financeiras, que totalizaram R\$ 278,0 milhões em 2012 ante R\$ 257,3 milhões em 2011 e é explicada pela (i) entrada em operação das usinas Ijuí (1T11), Queluz (3T11) e Lavrinhas (3T11) e das transmissoras EBTE (2T11), ETEM (4T11) e TME (4T11), as quais tiveram o dobro das despesas financeiras contabilizadas em 2012, já que as despesas financeiras, que eram capitalizadas durante a construção, passaram a ser contabilizadas no resultado após a entrada em operação; (ii) aquisição da Transchile, que tem um financiamento de longo prazo junto ao BID, (iii) consolidação integral da ECETE em 2012; e (iv) do aumento da dívida bruta da holding em aproximadamente R\$ 290 milhões, principalmente por uma emissão de debêntures de R\$ 300 milhões, com prazo total de 15 anos em Maio de 2012. Uma outra parte do efeito é pela redução nas receitas financeiras, em função da redução do índice CDI em 2012 em relação a 2011, visto que este é o principal indicador que suporta nossas aplicações financeiras. O CDI médio de 2011 foi de 11,60% e em 2012 o CDI médio foi de 8,37%.

### Receita Financeira (R\$ milhões)



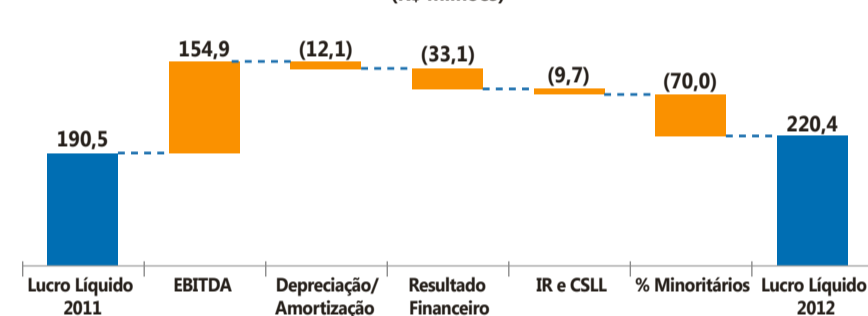
### Despesa Financeira (R\$ milhões)



### 6. Lucro Líquido

Em 2012 o lucro líquido totalizou R\$ 220,4 milhões, 15,7% superior aos R\$ 190,5 milhões obtidos em 2011.

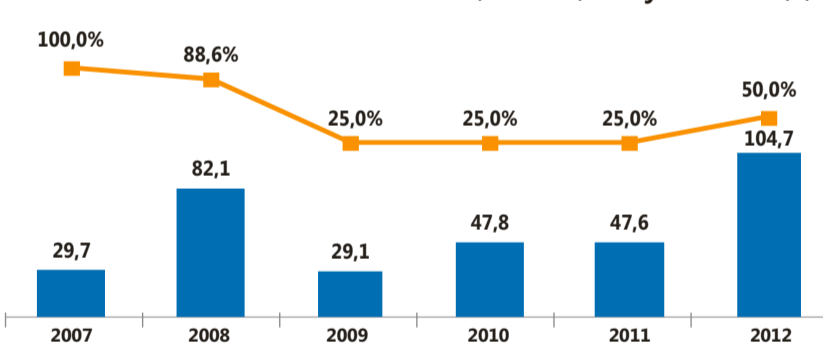
### Formação do Lucro (R\$ milhões)



### 7. Dividendos

O dividendo obrigatório da Alupar é de no mínimo 50% do lucro líquido ajustado, apurado nas demonstrações financeiras não consolidadas, de acordo com o Estatuto Social da Companhia, alterado em novembro de 2012. A declaração anual de dividendos, incluindo o pagamento destes além do mínimo obrigatório, exige aprovação em Assembleia Geral Ordinária por maioria de votos de acionistas titulares das ações da Alupar e irá depender de diversos fatores. Dentre esses fatores estão os resultados operacionais, condição financeira, necessidades de caixa e perspectivas futuras da Companhia, além de fatores que o conselho de administração e acionistas da Alupar julgue relevantes. O Conselho de Administração da Companhia, aprovou a declaração de dividendos no montante de R\$ 104,7 milhões, referente a 50% do lucro líquido do exercício de 2012, após deduzida e reserva legal.

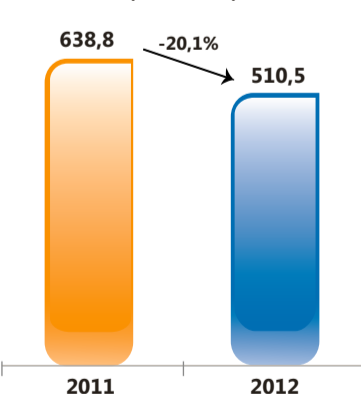
### Histórico de Dividendos Declarados (R\$ milhões) e Payout Ratio (%)



### 8. Investimentos

Em 2012, foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 510,5 milhões em nossas empresas (R\$ 638,0 milhões em 2011), sendo R\$ 134,7 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 361,4 milhões no segmento de geração e R\$ 14,4 milhões na prospecção de novos negócios ante R\$ 638,8 milhões registrados em 2011, quando R\$ 237,9 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 376,3 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 24,6 milhões na prospecção de novos negócios. A redução no nosso volume de investimentos, reflete a finalização de vários projetos de geração e transmissão que foram entrando em operação ao longo de 2011 e 2012, tais como: Ijuí, EBTE, ETEM, TME, Lavrinhas e Queluz. Durante o ano de 2012, o ativo com maior volume de investimentos foi a UHE Ferreira Gomes.

### Investimentos (R\$ milhões)

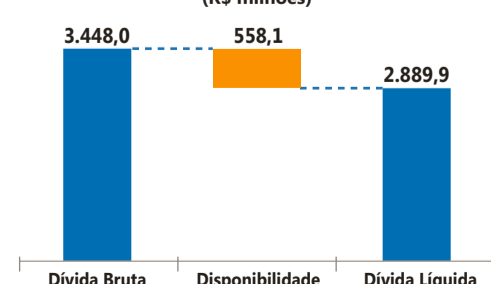


Investimentos (R\$ MM)		
	2012	2011
<b>Transmissão</b>	<b>134,7</b>	<b>237,9</b>
TME	3,6	70,6
ETEM	6,8	66,3
EBTE	4,3	63,1
ESDE	47,5	10,3
ETVG	18,2	7,0
ETSE	4,0	-
TNE	37,2	-
OUTROS	13,1	20,6
<b>Geração</b>	<b>361,4</b>	<b>376,3</b>
Ferreira Gomes	343,2	283,2
Outros	18,2	90,1
<b>Holding</b>	<b>14,4</b>	<b>24,6</b>
<b>Total</b>	<b>510,5</b>	<b>638,8</b>

### 9. Endividamento

A dívida bruta da Alupar e suas subsidiárias totalizaram R\$ 3.448,0 milhões em 2012, 21,6% ou R\$ 613,1 milhões superior aos R\$ 2.834,9 apurados ao final de 2011. A dívida líquida registrada em 2012 foi de R\$ 2.889,9 milhões, 16,6% superior aos R\$ 2.477,9 milhões registrados em dez/2011.

### Dívida Total (R\$ milhões)



204,4 MW em parques eólicos

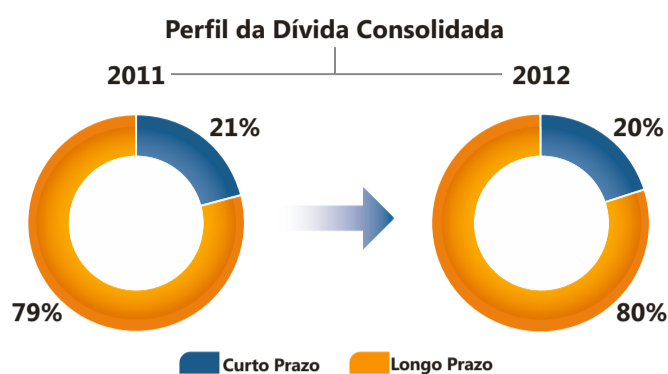
Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

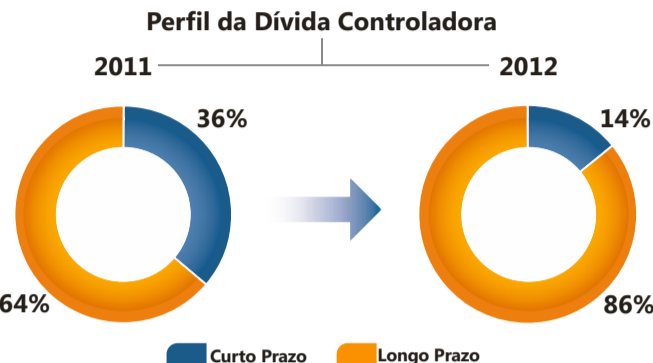
capacidade instalada de geração hidráulica de 179,4 MW em operação e 280,0 MW em construção

## Resultado - Principais Indicadores Consolidados

A dívida de curto prazo registrada em 2012 totalizou R\$ 688,7 milhões, 18,4% superior aos R\$ 581,6 milhões registrados em dezembro de 2011, desta forma, a dívida de curto prazo representa 20% do endividamento total da Companhia, em linha com os 21% registrado em dez/2011.



Na controladora Alupar a dívida de curto prazo representa 14% do endividamento total ante 36% registrados em dez/2011.



Em 2012 as disponibilidades da Alupar e suas subsidiárias somavam R\$ 558,1 milhões, R\$ 201,0 milhões superior aos R\$ 357,1 milhões registrados em 2011. Esta variação ocorreu principalmente na Holding, que apresentou um caixa de R\$ 327,9 milhões em 2012 ante R\$ 191,2 milhões em 2011, totalizando uma diferença de R\$ 136,7 milhões, explicada pela IV e V emissões de debêntures da Alupar Holding em fev/2012 e maio/2012, nos valores de R\$ 150,0 milhões e R\$ 300,0 milhões respectivamente. Também foram emitidas debêntures por nossas subsidiárias: EATE (R\$ 150,0 milhões), ECTE (R\$ 80,0 milhões), Transudeste (R\$ 47,5 milhões), Transiparé (R\$ 42,5 milhões) e Ferreira Gomes (R\$ 200,0 milhões), para mais informações vide nota 15 "Empréstimos e Financiamentos" das demonstrações financeiras. Da dívida consolidada, R\$ 1.538,3 milhões referem-se a empréstimos de longo prazo, para projetos de infraestrutura (project finance) junto a bancos de fomento, sendo a maior parte destes empréstimos, R\$ 1.132,5 junto ao BNDES, a taxa de TJLP + spread médio de 3%. Da dívida bruta consolidada de R\$ 3.448,0 milhões, R\$ 552,3 milhões referem-se a projetos em implantação, sendo a maior parte (R\$ 520,2 milhões) referente à Ferreira Gomes. Deste valor, R\$ 144,0 milhões são referentes a empréstimos junto ao BNDES, captados pela ESDE (R\$ 32,1 milhões) e por Ferreira Gomes (R\$ 111,9 milhões). O valor remanescente de R\$ 408,3 milhões é referente a empréstimos ponte de até 2 anos e que serão convertidos em dívidas de longo prazo, captados por

## Balanços Patrimoniais

Em 31 de Dezembro de 2012 e 2011

Ativo	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>	<b>365.884</b>	<b>235.243</b>	<b>1.864.685</b>	<b>1.500.212</b>
Caixa e equivalentes de caixa	21.479	729	52.791	26.543
Investimento de curto prazo	306.404	19.958	497.025	152.545
Títulos e valores mobiliários	-	170.535	8.292	177.967
Contas a receber de clientes	6	-	124.146	119.865
Partes relacionadas	25	15.236	24.332	-
Impostos a recuperar	8	21.649	17.245	47.782
Adiantamento a fornecedores	-	140	934	74.368
Estoques	-	-	-	23.118
Despesas pagas antecipadamente	-	15	24	841
Ativo financeiro da concessão	9	-	-	1.010.364
Outros ativos	-	961	1.486	25.958
<b>Não circulante</b>	<b>2.137.330</b>	<b>1.816.095</b>	<b>5.591.370</b>	<b>4.910.511</b>
Partes relacionadas	25	25.427	278.499	-
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	77.955
Impostos a recuperar	8	-	-	23.065
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	-	-	2.313
Cauções e depósitos judiciais	7	1.769	1.599	10.243
Ativo financeiro da concessão	19	-	-	3.222.187
Outros ativos	10	2.022.265	1.451.347	5.862
Investimentos	11	1.754	1.688	2.076.841
Imobilizado	12	86.115	82.962	151.603
Intangível	-	-	-	113.169
<b>Ativo Total</b>	<b>2.503.214</b>	<b>2.051.338</b>	<b>7.456.055</b>	<b>6.410.723</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações dos Resultados

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais, exceto lucro líquido por ação)

Nota	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Receita Bruta</b>	-	-	1.169.167	1.127.735
Sistema de transmissão de energia	-	-	175.044	162.459
Sistema de geração de energia	-	-	-	-
<b>Deduções</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>1.344.211</b>	<b>1.290.194</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>(85.571)</b>	<b>(76.549)</b>
<b>Custo operacionais</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>1.258.640</b>	<b>1.213.645</b>
Custo dos serviços prestados	-	-	(96.355)	(74.179)
Energia comprada para revenda	-	-	(23.316)	(46.371)
Custo de infraestrutura	22	-	(134.720)	(237.926)
Depreciação/amortização	-	-	(35.782)	(23.633)
<b>Lucro bruto (Despesas) receitas operacionais</b>	<b>21</b>	<b>(14.276)</b>	<b>(13.501)</b>	<b>(37.460)</b>
Administrativas e gerais	-	-	-	(45.092)
Pessoal	-	-	-	(24.090)
Honorários da diretoria e conselho de administração	-	-	-	(28.650)
Equivalência patrimonial	10	306.548	252.977	-
Outras receitas	-	-	-	264
Outras despesas	21	(4.572)	(2.684)	(9.686)
<b>Lucro antes do resultado financeiro</b>	<b>23</b>	<b>269.679</b>	<b>220.849</b>	<b>(87.334)</b>
Despesas financeiras	-	-	-	(93.136)
Receitas financeiras	23	(77.419)	(64.542)	(278.008)
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>23</b>	<b>28.148</b>	<b>34.220</b>	<b>45.255</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	24	-	-	(75.859)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	24	-	-	(33.583)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>24</b>	<b>(49.271)</b>	<b>(30.322)</b>	<b>(232.753)</b>
Atribuído a sócios da empresa controladora	-	-	-	(199.623)
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	(33.130)
<b>Quantidade de ações ON</b>	<b>138.951.000</b>	<b>163.910.000</b>	-	-
<b>Quantidade de ações PN</b>	<b>24.959.000</b>	<b>-</b>	-	-
<b>Resultado básico e diluído por ação ON</b>	<b>19</b>	<b>1.348,38</b>	<b>1.162,39</b>	-
<b>Resultado básico e diluído por ação PN</b>	<b>19</b>	<b>1.348,38</b>	<b>-</b>	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações dos Resultados Abrangentes

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

Nota	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>220.408</b>	<b>190.527</b>	<b>538.938</b>	<b>439.044</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
<b>Total do Resultado Abrangente do Exercício</b>	<b>220.408</b>	<b>190.527</b>	<b>538.938</b>	<b>439.044</b>
Atribuído a sócios da empresa controladora	-	-	-	-
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	-

A Companhia não apurou outros resultados abrangentes nos exercícios apresentados.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

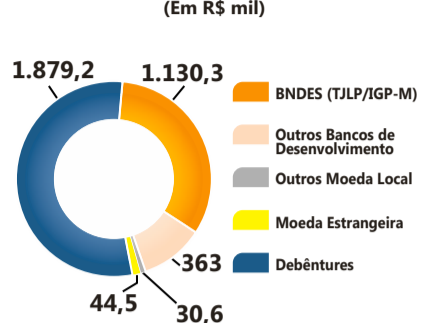
(Em milhares de reais)

Descrição	Nota	Reservas de lucros				Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total controladora	Participação de acionistas não controladores	Total consolidado
		Capital social	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de capital					
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2010</b>		<b>804.001</b>	<b>22.628</b>	<b>478.584</b>	-	-	<b>1.305.213</b>	<b>1.086.465</b>	<b>2.391.678</b>	
Compra de participação de não controladores	18	-	-	-	84.946	-	84.946	-	84.946	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	190.527	190.527	248.517	439.044	
Reserva legal	-	-	10.011	-	-	(10.011)	-	-	-	
Dividendos declarados	-	-	-	-	-	(47.553)	-	-	(47.553)	
Dividendos declarados a acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	(150.036)	(150.036)	
Juros sobre capital próprio declarados a acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	(27.425)	(27.425)	
Aumento de capital - acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	36.161	36.161	
Lucro remanescente à disposição da Assembleia	-	-	-	-	132.963	-	-	-	-	
Variação na participação dos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	(132.963)	-	-	-	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2011</b>		<b>804.001</b>	<b>32.639</b>	<b>611.547</b>	<b>84.946</b>	-	<b>1.533.133</b>	<b>1.280.188</b>	<b>2.813.321</b>	
Compra de participação de não controladores	10	-	-	-	(14.716)	-	(14.716)	-	(14.716)	
Lucro líquido do exercício	18	-	-	-	-	220.408	220.408	318.530	538.938	
Reserva legal	-	-	11.020	-	-	(11.020)	-	-	-	
Dividendos declarados	-	-	-	-	-	(104.694)	-	-	(104.694)	
Dividendos declarados a acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	(191.767)	(191.767)	
Juros sobre capital próprio declarados a acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	(30.049)	(30.049)	
Aumento de capital - acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	4.499	4.499	
Lucro remanescente à disposição da Assembleia	-	-	-	104.694	-	(104.694)	-	-	-	
Variação na participação dos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	58.732	58.732	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2012</b>		<b>804.001</b>	<b>43.659</b>	<b>716.241</b>	<b>70.230</b>	-	<b>1.634.131</b>	<b>1.440.133</b>	<b>3.074.264</b>	

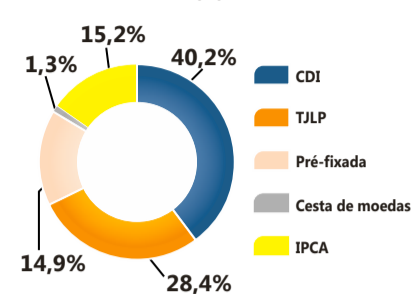
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

Ferreira Gomes. Deste montante, as duas emissões de debêntures totalizam R\$ 378,5 milhões e o empréstimo junto ao banco Sumitomo totaliza R\$ 29,8 milhões. Do total dos empréstimos ponte, a parcela que se encontra no curto prazo é de R\$ 195,6 milhões, o que representa 28,4% do total da dívida de curto prazo de R\$ 688,4 milhões. As emissões de debêntures correspondem a R\$ 1.879,2 milhões ou 54,5% do total da dívida. As debêntures de emissão da holding representam um saldo de R\$ 706,3 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, Transudeste, Transiparé e Ferreira Gomes representam um saldo de R\$ 1.172,9 milhões. Apenas R\$ 44,5 milhões ou 1,3% do total da dívida são referentes à moeda estrangeira, sendo R\$ 6,8 milhões referentes a encargos em cesta de moedas junto a bancos de fomento e R\$ 37,7 milhões referentes a um empréstimo de longo prazo, junto ao BID, para a construção da Transchile.

## Composição da Dívida (Em R\$ mil)

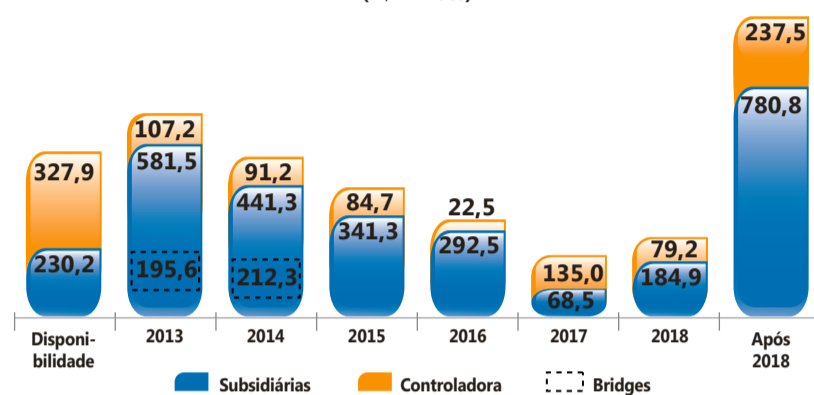


## Dívida Bruta por Indexador (%)



O perfil da dívida consolidada da Alupar é bastante alongado, principalmente quando levamos em consideração que a curva de amortização acima referente às nossas subsidiárias está "inflada" nos anos de 2013 e 2014 em cerca de R\$ 200 milhões em cada ano, devido aos empréstimos ponte tomados pelos projetos em implantação. Esses empréstimos ponte, ao se transformarem em dívidas de longo prazo produzirão uma amortização média anual de cerca de R\$ 30 milhões a partir de 2016.

## Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



## Demonstrações do Fluxo de Caixa

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

Nota	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>	<b>220.408</b>	<b>190.527</b>	<b>648.380</b>	<b>538.777</b>
Lucro antes do imposto de renda, contribuição social e acionistas não controladores	-	-	-	-
<b>Itens que não afetam as disponibilidades</b>	<b>802</b>	<b>505</b>	<b>36.584</b>	<b>24.138</b>
Depreciação e amortização	(306.548)	(252.977)	-	-
Equivalência patrimonial	75.740	62.246	263.407	271.381
Variações monetárias e cambiais líquidas	(21.651)	(25.368)	(38.029)	(37.764)
Receita financeira	10.385	4.623	22.646	37.138
Baixas do ativo imobilizado e intangível	(20.864)	(20.444)	932.988	833.670
<b>(Aumento) redução no ativo</b>	<b>220.408</b>	<b>190.527</b>	<b>648.380</b>	<b>538.777</b>
Contas a receber concessionárias e permissionárias	-	-	(862)	(23.550)
Contas a receber ativo financeiro	-	-	(207.830)	(294.616)
Partes Relacionadas	(4.099)	-	-	-
Impostos a recuperar	(4.404)	(5.454)	13.325	(29.734)
Estoques	-	-	242	(3.636)
Outros ativos	1.328	474	(39.913)	(92.768)
<b>(7.175)</b>	<b>(4.980)</b>	<b>(235.038)</b>	<b>(444.304)</b>	
<b>Aumento (redução) no passivo</b>	<b>220.408</b>	<b>190.527</b>	<b>648.380</b>	<b>538.777</b>
Fornecedores	(134)	(1.348)	42.838	5.363
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	6.283	7.988
Salários, férias e encargos sociais	270	152	1.253	1.392

# Demonstrações de Valor Adicionado

**Exercícios Fínidos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011**

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Recitas</b>				
Receita de transmissão de energia	-	-	119.332	99.719
Receita de infraestrutura	-	-	134.720	237.926
Remuneração do ativo de concessão	-	-	915.115	790.090
Suprimento de energia	-	-	175.044	162.459
Outras receitas	148	213	180	246
	<b>148</b>	<b>213</b>	<b>1.344.391</b>	<b>1.290.440</b>
(-) <b>Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(23.216)	(46.371)
Encargos do uso da rede elétrica (CUST)	-	-	(7.611)	(6.386)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	(1.744)	(3.101)
Custo de infraestrutura	-	-	(134.720)	(237.926)
Serviços de terceiros	(10.180)	(10.147)	(76.937)	(75.053)
Materiais	(254)	(177)	(5.017)	(3.361)
Outros custos operacionais	(2.216)	(970)	(4.113)	1.482
	<b>(12.650)</b>	<b>(11.294)</b>	<b>(253.458)</b>	<b>(370.716)</b>
	(802)	(505)	(36.584)	(24.138)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>(-) Quotas de reintegração (depreciação)</b>				
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>				
Equivalência patrimonial	306.548	252.977	-	-
Receita financeira	28.148	34.720	45.255	60.685
	<b>334.696</b>	<b>287.197</b>	<b>45.255</b>	<b>60.685</b>
	<b>321.392</b>	<b>275.611</b>	<b>1.099.604</b>	<b>956.271</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Valor adicionado a distribuir</b>				
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>Pessoal</b>				
Remuneração direta	12.727	11.573	44.418	38.424
Benefícios	1.454	1.201	8.030	6.078
Auxílio alimentação	362	299	1.840	1.408
Assistência médica	483	352	2.402	1.949
Viagem transporte	31	30	68	52
Previdência privada	335	230	985	1.274
Outros	243	290	7.732	1.414
F.G.T.S	985	823	3.323	2.583
	<b>15.166</b>	<b>13.597</b>	<b>55.771</b>	<b>47.085</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

**31 de Dezembro de 2012 e 2011**

### 1. Informações gerais

A Alupar Investimento S.A. ("Companhia" ou "Alupar") é uma sociedade por ações, de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo - SP na Av. Dr. Cardoso de Melo, nº 1855, Bloco I, 9º andar, e tem por objeto a participação em outras sociedades atuantes nos setores de energia e infraestrutura, no Brasil ou no exterior, como acionista ou quotista; a geração, transformação, transporte, a distribuição e o comércio de energia em qualquer forma; elaboração de estudos de viabilidade e projetos, promover a construção, a operação e manutenção de usinas de geração de energia, de linhas de transmissão e de transporte, subestações, rede de distribuição e, bem assim, a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares; e a realização de quaisquer outros serviços ou atividades na área de infraestrutura. A Alupar participa em empresas geradoras e empresas transmissoras de energia elétrica no Brasil, além de participar em 2 empresas Holdings, sendo: Transmínas Holding S.A. (controladora da Transleste, Transirapé e Transudeste) e Alupar Inversões Peru. A Companhia é diretamente controlada pela Guarupart Participações Ltda. ("Guarupart"). Dados das empresas controladas: **Concessões de linhas de transmissão:** A Companhia possui aproximadamente 5.665 km de linhas de transmissão, sendo aproximadamente 4.950 km em operação e 715 km em fase pré-operacional, com voltagens entre 230 kV e 525 kV. Os sistemas de transmissão das controladas da Companhia tem prazo de concessão de 30 anos, e estão localizados na região Norte e Nordeste do país, nos Estados do Pará, Maranhão, Piauí e Ceará; na região Sul, no Estado de Santa Catarina, na região Sudeste, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo; no Centro-Oeste, no Estado do Mato Grosso; e, futuramente, nos Estados do Amazonas e Roraima (TNE). Em setembro de 2012, o Banco Internacional de Desenvolvimento ("BID") deu anuência para que a transação de compra e venda de ações da Transchile Charrúa Transmissão S.A. ("Transchile") fosse efetuada. Desta forma, a Companhia adquiriu 51% de participação acionária na Transchile, e que eram de titularidade da Guarupart Participações Ltda. ("Guarupart"), atual controladora da Alupar. A Transchile opera uma linha de transmissão de 200 km Temuco-Charrua, localizada no Chile (vide nota explicativa nº 18). A tabela abaixo apresenta a relação dos ativos de transmissão de energia elétrica:

Empresas	Concessão (Ciclo 2012-2013) (**)	RAP/RBNI	
		Início	Fim
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP	jun/01 jun/31	7,8	
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE	dez/02 dez/32	167,3	
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE	dez/02 dez/32	29,6	
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EAATE	jun/01 jun/31	319,7	
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. - ECTE	nov/00 nov/30	70,6	
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	fev/04 fev/34	133,9	
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	fev/04 fev/34	30,3	
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste	mar/05 mar/35	18,7	
Companhia Transirapé de Transmissão - Transirapé	mar/05 mar/35	16,8	
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC	abr/06 abr/36	30,1	
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	fev/04 fev/34	19,8	
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	abr/07 abr/37	11,1	
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE	out/08 out/38	39,1	
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	nov/09 nov/39	33,4	
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDE (*)	nov/09 nov/39	10,5	
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	jul/10 jul/40	10,0	
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. - ETVG (*)	dez/10 dez/40	3,4	
Transnorte Energia S.A. - TNE (*)	jan/12 jan/42	162,2	
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE (*)	abr/12 abr/42	15,0	
Transchile Charrúa Transmision S.A.	Não aplicável	Não aplicável	
<b>Total</b>		<b>1.188,4</b>	

(\*) Empresas pré-operacionais  
 (\*\*) Em milhares de reais  
 Vide na nota explicativa nº 9 detalhes das concessões das transmissoras cujo contrato de concessão já foi assinado. **Concessões de geração de energia elétrica:** A Companhia detém os direitos de concessão de 3 PCHs, 3 UHEs e um projeto eólico (10 parques eólicos), que totalizam 664 MW. Os sistemas de geração que a Companhia opera, por meio de contratos de concessões com prazo de 30 a 35 anos, estão localizados nos Estados do Goiás, Rio Grande do Sul, São Paulo, e, futuramente, nos Estados do Amapá (Ferreira Gomes) e Ceará (Eólicas). A Companhia também possui o controle da Risaralda Energia SAS/ESP ("Risaralda"). A tabela abaixo apresenta a relação dos ativos de geração de energia elétrica:

Empresas	Prazo da concessão/Autorização	
	Início	Fim
Foz do Rio Claro Energia S.A.	ago/06	ago/41
Energia S.A.	válida	ago/41
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	abr/04	abr/34
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	abr/04	abr/34
Ferreira Gomes Energia S.A. (*)	nov/10	nov/45
Energia dos Ventos I S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos II S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos III S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos IV S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos V S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos VI S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos VII S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos VIII S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos IX S.A. (*)	jul/12	jul/47
Energia dos Ventos X S.A. (*)	jul/12	jul/47
Genpower Termoelétricas e Participações S.A. (*)		Não aplicável
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P. (*)		Não aplicável

(\*) Empresas pré-operacionais  
**Foz do Rio Claro Energia S.A. ("UHE Engenheiro José Muller de Godoy Pereira" ou "UHE Foz do Rio Claro")**  
 A UHE Foz do Rio Claro com 68,4 MW de Potência instalada, localizada no Rio Claro, nos municípios de Caçu e São Simão, em Goiás. Este empreendimento entrou em operação plena em dezembro de 2010. A garantia física desta usina é de 41 MW. A concessão para a exploração da UHE Foz do Rio Claro é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão, que foi firmado em 2006. **UHE Energia S.A. ("UHE São José" ou "UHE Juiú")**  
 A UHE com 51,0 MW de Potência instalada, localizada no Rio Juiú, nos municípios de São João das Missões e Rolador, no Rio Grande do Sul. Este empreendimento entrou em operação plena em junho de 2011. A garantia física desta usina é de 30,4 MW. A concessão para a exploração da UHE São José é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão firmado em 2006. **Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. ("PCH Lavrinhas"):** A PCH Lavrinhas com potência instalada de 30 MW e garantia física de 21,4 MW, localizada no Rio Paraíba do Sul, no município de Lavrinhas, no Estado de São Paulo, com uma área alagada de 0,76 km². Este empreendimento entrou em operação em agosto de 2011. A garantia física desta usina é de 21 MW. A autorização a partir da exploração da PCH Lavrinhas é válida por 30 anos a partir de 7 de abril de 2004. **Usina Paulista Queluz de Energia S.A. ("PCH Queluz"):** A PCH Queluz com potência instalada de 30 MW e garantia física de 21,4 MW, localizada no Rio Paraíba do Sul, no município de Queluz, no Estado de São Paulo, com uma área alagada de 1,27 km². Este empreendimento entrou em operação em setembro de 2011. A garantia física desta usina é de 21,4 MW. A autorização para a exploração da PCH Queluz, válida por 30 anos a partir de 7 de abril de 2004. **Ferreira Gomes Energia S.A. ("UHE Ferreira Gomes"):** A UHE Ferreira Gomes localizada no Rio Araguaí, nos municípios de Araguaí e Ferreira Gomes, no Estado do Amapá. O empreendimento consiste no aproveitamento potencial hidráulico, com potência instalada de, no mínimo, 252 MW. A concessão para a exploração da UHE Ferreira Gomes é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão, que foi firmado em 2010. Em 31 de dezembro de 2012 a UHE Ferreira Gomes encontrava-se em fase de implantação, e prevê a entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora até 30 de dezembro de 2014 e a 2ª unidade geradora até 28 de fevereiro de 2015 e a 3ª unidade geradora até 30 de abril de 2015 conforme o cronograma do contrato de concessão. A garantia física desta usina é de 150,2 MW. **Energia dos Ventos I a X ("Energia dos Ventos"):** Em 20 de dezembro de 2011, o consórcio formado pela Alupar (51%) e Furnas (49%) vendeu, no leilão de geração da Anel nº 07/2011, 204 MW de energia eólica para entrega a partir de janeiro de 2016. Alupar e Furnas construíram em parceria dez parques eólicos no município de Aracati, no Ceará, conforme detalhado abaixo.

Parque eólico	MW
Goiabeira	19,2
Ventos de Horizonte	14,4
Jandaia	28,8
São Januário	19,2
Ubatuba	12,6
Jandaia	19,2
Nossa Senhora de Fátima	28,8
Pitombeira	17,0
Santa Catarina	26,0
São Clemente	12,6
<b>Total</b>	<b>204,4</b>

**Risaralda Energia SAS/ESP ("Risaralda"):** A controlada Risaralda é uma empresa estabelecida na Colômbia e que detém a licença para exploração das PCHs Morro Azul, Guática I e Guática II, com potência instalada de 16 MW, 4 MW e 8 MW, respectivamente. A previsão é que estas usinas comecem a ser construídas entre 2012 e 2013 e estejam concluídas até 2015. O investimento será da ordem de US\$ 70.000.000,00, sendo que a energia a ser gerada será negociada no mercado livre de energia da Colômbia. **Outras Geradoras e Transmissoras:** A Alupar está realizando estudos para obtenção de novas autorizações para Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs em diversos estados brasileiros. Em março de 2012, a Companhia constituiu a empresa Boa Vista Participações S.A. ("Boas Vista"). A Boa Vista tem como objeto: i) geração, transmissão, distribuição e comercialização de (Boas Vista), ii) construção de rede de energia e sistemas elétricos; e iii) serviços de engenharia, consultoria e projetos na área do setor elétrico. O capital social da Boa Vista, totalmente subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 1, representado por 1.000 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal.

**2. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis**  
 A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração das demonstrações contábeis em 22 de fevereiro de 2013.  
**2.1. Declaração de Conformidade:** As demonstrações contábeis da Companhia, para os exercícios fínidos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, compreendem: **a)** as demonstrações contábeis consolidadas preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade **International Financial Reporting Standards - IFRS** emitidas pela **International Accounting Standards Board - (IASB)** e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como "Consolidado"; **b)** as demonstrações contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como "Controladora" ou "Individuais". As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e incluem também as normas emitidas pela CVM. A Companhia adotou os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC, pelo IASB, as normas pela CVM e órgãos reguladores, que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012. As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo. As demonstrações contábeis individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação societária vigente. Desta forma, essas demonstrações contábeis individuais não são consideradas como estando conforme as IFRS, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações contábeis da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo. A Companhia optou por apresentar essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em único conjunto, lado a lado.  
**2.2. Base de preparação e apresentação:** Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido aos arredondamentos, os números ao longo deste documento podem não perfezermos precisamente aos totais apresentados. Os dados não financeiros incluídos nessas demonstrações contábeis, tais como capacidades de geração de energia elétrica, volumes de energia elétrica gerada, volume de energia vendida e comprada, número de consumidores, seguros e meio ambiente, não foram auditadas pelas entidades independentes. A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatos objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações contábeis. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive provisões para litígios.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis devido o tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas pelo menos anualmente. **Reclassificação para fins de comparabilidade:** Visando a melhoria da qualidade das informações apresentadas nas demonstrações contábeis e a melhor comparabilidade dos saldos, a Companhia efetuou as seguintes reclassificações nos saldos de 31 de dezembro de 2011: (i) saldo na rubrica de cauxões e depósitos judiciais do ativo circulante e não circulante no montante de R\$ 373 e R\$ 284, respectivamente, foram reclassificados para a rubrica do ativo financeiro de concessão no ativo circulante e não circulante, respectivamente, (ii) saldo da rubrica de provisão para litígios no passivo não circulante no montante de R\$ 2.419 foi reclassificado para a rubrica de outras obrigações no passivo não circulante; e (iii) saldo no montante de R\$ 9.058 da rubrica de outras despesas na demonstração do resultado foi reclassificado para rubrica de custos dos serviços prestados.  
**2.3. Moeda Funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira: 2.3.1 Moeda funcional e de apresentação:** As demonstrações contábeis foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, com exceção da controlada Transchile, cuja moeda funcional é o dólar norte-americano (US\$). A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações. **2.3.2 Transações e saldos:** As transações em moeda estrangeira, foram convertidas pela taxa de câmbio na data em que as transações foram realizadas. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para Reais (R\$) pela taxa de câmbio na data-base das demonstrações contábeis. Itens não monetários em moeda estrangeira reconhecidos pelo seu valor justo são convertidos pela taxa de câmbio vigente na data em que o valor justo foi determinado.  
**2.4. Critério de consolidação:** As informações contábeis consolidadas incluem a Companhia e suas controladas. São consideradas controladas quando a Companhia possui os seguintes fatores de forma combinada: detém mais de que metade do poder de voto; governa as suas políticas financeiras e operacionais; e indica ou destitui a maioria dos membros da diretoria ou conselho de administração. Entre os principais ajustes de consolidação estão as seguintes eliminações: • Saldos das contas de ativos e passivos, bem como dos valores de receitas e despesas entre as empresas controladora e controladas, de forma que as demonstrações contábeis consolidadas representem saldos de contas a receber e a pagar efetivamente com terceiros. Participações no capital e lucro (prejuízo) do exercício das empresas controladas. A Companhia possui as seguintes controladas, as quais estão sendo consolidadas:

Descrição	Atividade		Participação (%)	
	31/12/2012	31/12/2011		
<b>Controladas diretas:</b>				
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	Holding	100,00	100,00	
Transmínas Holding S.A.	Holding	70,02	70,02	
Boa Vista Participações S.A.	Holding	80,00	-	
Foz do Rio Claro Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	Geração	35,01	25,01	
Ferreira Gomes Energia S.A.	Geração	99,99	99,99	
Genpower Termoelétricas e Participações S.A.	Geração	51,00	51,00	
Risaralda Energia S.A.S.E.S.P.	Geração	99,86	99,86	
Energia dos Ventos I S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos II S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos III S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos IV S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos V S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos VI S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos VII S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos VIII S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos IX S.A.	Geração	50,99	-	
Energia dos Ventos X S.A.	Geração	50,99	-	
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	Transmissão	50,02	50,02	
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	Transmissão	51,00	51,00	
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES	Transmissão	100,00	100,00	
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP	Transmissão	50,02	50,02	
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE	Transmissão	50,01	50,01	
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE	Transmissão	50,01	50,01	
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. - ECTE	Transmissão	45,02	42,51	
Empresa de Transmissão de Energia do				
Mato Grosso S.A. - ETEM	Transmissão	60,00	60,00	
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME	Transmissão	46,00	46,00	
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. - ETVG	Transmissão	100,00	100,00	
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	Transmissão	15,00	15,00	
Companhia Transleste de Transmissão - Transirapé (**)	Transmissão	20,00	20,00	
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste (***)	Transmissão	28,21	28,21	
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDE (***)	Transmissão	50,02	50,02	
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE (***)	Transmissão	45,02	42,51	

(\*) Controladas diretamente pela Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE  
 (\*\*) Controlada diretamente pela Transmínas Holding S.A.  
 (\*\*\*) Controlada diretamente pela Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP  
 (\*\*\*\*) Controlada diretamente pela Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE  
 O exercício social das controladas incluídas na consolidação é coincidente com o da controladora, e as políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pela controladora e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. Todos os saldos e transações entre as empresas foram eliminados na consolidação. As transações entre a controladora e as empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes. A Administração da Companhia, baseada nos estatutos e acordo de acionista, controla as empresas relacionadas acima e, portanto, realiza a consolidação integral das mesmas, com exceção das seguintes empresas: Transudeste, TME, TNE, Energia dos Ventos I, Energia dos Ventos II, Energia dos Ventos III, Energia dos Ventos IV, Energia dos Ventos V, Energia dos Ventos VI, Energia dos Ventos VII, Energia dos Ventos VIII, Energia dos Ventos IX, Energia dos Ventos X e Transchile, que são consolidadas de forma proporcional. A participação dos acionistas não controladores, das empresas consolidadas integralmente, são destacadas na demonstração do resultado consolidado e na mutação do patrimônio líquido.

**3. Sumário das práticas contábeis**  
**3.1. Ativos financeiros: a) Reconhecimento inicial:** Ativos financeiros são quaisquer ativos que sejam: caixa e equivalente de caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, incluindo os investimentos de curto prazo, direito contratual, ou um contrato que pode ser liquidado através de títulos patrimoniais da própria entidade. Os ativos financeiros da Companhia são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo acrescido dos custos diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto os instrumentos financeiros classificados na categoria de instrumentos avaliados ao valor justo por meio do resultado, para os quais os custos são registrados no resultado do exercício. Sendo no reconhecimento inicial classificados dentro das seguintes categorias: ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado; investimentos mantidos até o vencimento; ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza, das disposições contratuais e do propósito do ativo financeiro. **b) Mensuração subsequente:** A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, de acordo com os seguintes critérios: • Ativos financeiros avaliados a valor justo por meio do resultado - são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo e são apresentados no balanço patrimonial ao valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando adquiridos com a finalidade de venda ou recompra em prazo muito curto, quando fazem parte de uma carteira de instrumentos financeiros para obtenção de lucro no curto prazo ou quando são derivativos. Esses ativos são avaliados subsequentemente pelo seu valor justo com impacto no resultado no período. • Ativos financeiros mantidos até o vencimento - são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis e com vencimento definido para os quais a Companhia inicialmente avalia o seu valor justo e o ajusta posteriormente pelas amortizações do subsequentemente pelo custo amortizado usando o método dos juros efetivos. • Ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis - são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não estão cotados em um mercado ativo. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado usando o método dos juros efetivos. • Ativos financeiros disponíveis para venda - são ativos financeiros não derivativos e que não são classificados como empréstimos e recebíveis, mantidos até o vencimento ou pelo valor justo por meio do resultado. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo seu valor justo através do patrimônio líquido.

**3.1.1. Caixa e equivalentes de caixa:** Caixa e equivalentes de caixa incluem dinheiro em caixa, depósitos bancários e aplicações financeiras, e são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, sendo apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. Para que uma aplicação financeira seja qualificada como equivalente de caixa, ela precisa ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, uma aplicação financeira normalmente qualifica-se como equivalente de caixa somente quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da aquisição. **3.1.2. Investimento de curto prazo e títulos e valores mobiliários:** Os investimentos de curto prazo incluem aplicações financeiras certificados de depósitos bancários, títulos públicos e fundos de investimentos exclusivos que são integralmente consolidados, estão classificados como disponíveis para venda e após a sua mensuração inicial, são mensurados

Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeitos à mesma autoridade tributária.

**3.10 Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes:** Um ativo é reconhecido no balanço quando se trata de recurso controlado pela Companhia decorrente de eventos passados e do qual se espera que resultem em benefícios econômicos futuros. Um passivo é reconhecido no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. Os outros ativos estão demonstrados pelos valores de aquisição ou de realização, quando este último for menor, e os outros passivos estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas.

**3.11 Classificação dos ativos e passivos no circulante e não circulante:** Um ativo ou passivo deverá ser registrado como não circulante se o prazo remanescente do instrumento for maior do que 12 meses e não é esperado que a liquidação ocorra dentro do período de 12 meses subsequentes à data-base das demonstrações contábeis, caso contrário será registrado no circulante.

**3.12 Ajuste a valor presente de ativos e passivos:** Os ativos e passivos monetários de longo prazo e os de curto prazo, quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto, são ajustados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos. Dessa forma, os juros embutidos nas receitas, despesas e custos associados a esses ativos e passivos são descontados com o intuito de reconhecê-los em conformidade com o regime de competência de exercícios. Posteriormente, esses juros são realocados nas linhas de despesas e receitas financeiras no resultado por meio da utilização do método da taxa efetiva de juros em relação aos fluxos de caixa contratuais. As taxas de juros implícitas aplicadas foram determinadas com base em premissas e são consideradas estimativas contábeis. Nas das demonstrações contábeis a Companhia e suas controladas não possuíam ajustes a valor presente de montantes significativos.

**3.13 Dividendos:** Os dividendos propostos a serem pagos e fundamentados em obrigações estatutárias são reconhecidos no passivo circulante. O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 50% do lucro anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados auditados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta. Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "dividendo adicional proposto" no patrimônio líquido.

**3.14 Reconhecimento da receita:** A receita de venda inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização, suas vantagens cobradas por conta de terceiros - tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos da Companhia e de suas controladas, portanto, não estão apresentadas na demonstração do resultado. **3.14.1 Receita de transmissão de Energia Elétrica:** As controladas do segmento de transmissão reconhecem a receita da prestação de serviços de transmissão em conformidade com a normativa contábil da ICP 01. Os concessionários devem registrar e mensurar a receita dos serviços que prestam obedecendo aos pronunciamentos técnicos CPC 17 (IAS 11) e CPC 30 (IAS 18), mesmo quando prestados sob um único contrato de concessão. O valor da receita pode ser mensurado com segurança, e os benefícios são atingidos para as atividades de transmissão de energia, uma vez que, na atividade de transmissão de energia, a receita prevista no contrato de concessão, a RAP é realizada (recebida/auferida) pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão e não depende da utilização da infraestrutura pelos usuários do sistema. As receitas no período pré-operacional do negócio de transmissão de energia, quando registradas, são segregadas em: • Receitas de infraestrutura; • Remuneração do ativo de concessão. E no período operacional do negócio de transmissão de energia, quando registradas, são segregadas em: • Receita de transmissão de energia; • Remuneração do ativo de concessão. **3.14.2 Receita de fornecimento de Energia Elétrica:** As controladas do segmento de geração reconhecem a receita de venda de energia elétrica no resultado de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, a qual estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. A apuração de energia entregue conforme as bases contratadas ocorre em bases mensais. **3.14.3 Receita de juros:** A receita de juros decorrente de investimento de curto prazo é calculada com base na aplicação da taxa de juros efetiva, pelo prazo decorrido, sobre o valor do principal investido. A receita de juros é incluída na rubrica receita financeira, na demonstração do resultado.

**3.15 Resultado por ação:** A Companhia efetua os cálculos do resultado por ação utilizando o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33). O resultado básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do período pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações, emissões de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações. Não existem instrumentos financeiros de capital que poderiam afetar o lucro líquido por ação por meio de diluição e, portanto o lucro líquido por ação básico ou diluído são idênticos. O estatuto da Companhia atribui direitos distintos às ações preferenciais e às ordinárias sobre os dividendos. Conseqüentemente o resultado básico e o resultado diluído por ação são calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação do lucro que determina o resultado por ação preferencial e ordinária de acordo com os dividendos declarados e os direitos de participação sobre lucros não distribuídos.

**3.16 Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** são programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as empresas geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para esses programas. A Companhia possui registrado no passivo circulante e não circulante a rubrica provisão para pesquisa e desenvolvimento, na qual está registrado o valor destinado da receita, conforme período previsto para a realização dos investimentos.

**3.17 Segmento de Negócios:** Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da Companhia para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualmente disponível.

**3.18 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas: Julgamentos:** A preparação das demonstrações contábeis da controladora e consolidadas da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de provisões para litígios, passivos contingentes, na data-base das demonstrações contábeis. Quando necessário, as estimativas baseiam-se em pareceres elaborados por especialistas. A Companhia e suas controladas adotaram premissas derivadas de experiências históricas e outros fatores que entenderam como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia e suas controladas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a alterações que resultem em impacto significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros. Estimativas e premissas preparadas para fins de planejamento financeiro são baseadas em estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são discutidas a seguir. **3.18.1 Vida útil dos bens do imobilizado:** Conforme descrito na nota explicativa nº 3.3, a Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos na Resolução ANEEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado. **3.18.2 Perda por Redução ao Valor Recuperável de Ativos não Financeiros:** Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de ativos similares ou preços de mercado. O valor justo menos custos de vendas é determinado com base no preço de mercado e na projeção de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do arcamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhoraria a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia não identificou nenhum indicador, através de informações extraídas de fontes internas e externas, relacionado à perda por redução ao provável valor de recuperação dos ativos não financeiros.

**3.18.3 Impostos:** Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. Dado o amplo aspecto de relacionamentos de risco de variação significativa de resultados contábeis. A norma entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2013. A revisão desta norma não gerará impacto relevante nas demonstrações contábeis da Companhia. **3.18.4 CPC 46 - Mensuração do valor justo - Deliberação nº 699 de 20 de dezembro de 2012.** O IFRS 13 se aplica quando outros pronunciamentos de IFRS exigem ou permitem mensurações ou divulgações do valor justo (e mensurações, tais como o valor justo menos custo de venda, com base no valor justo ou divulgações sobre as referidas mensurações). A norma entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2013. A revisão desta norma não gerará impacto relevante nas demonstrações contábeis da Companhia.

4. Pronunciamentos técnicos revisados pelo CPC em 2012

**4.1. Pronunciamentos que entram em vigor em 2012:** Novos pronunciamentos, alterações nos pronunciamentos existentes e novas interpretações listadas a seguir foram publicados e são obrigatórios para os exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2012 e foram adotados pelo Companhia em 2012. • IFRS 7 Instrumentos Financeiros - Divulgações: O objetivo desta emenda é simplificar a divulgação apresentada, através da redução no volume de divulgações no que se refere a garantias recebidas e melhoria nas divulgações, através da exigência de divulgação de informações qualitativas a fim de colocar as informações quantitativas em perspectiva. • IAS 1 Apresentação das demonstrações financeiras: Esta emenda esclarece que a entidade pode apresentar análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações de mutações no patrimônio líquido ou nas notas explicativas. • IAS 18/CPC 30(R1) - Receitas - Deliberação CVM nº 692 de 08 de novembro de 2012. A norma encontra-se em vigor para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não gerou impacto nas demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012. • ICP 08(R1) - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos - Deliberação CVM nº 683 de 30 de agosto de 2012. A norma encontra-se em vigor para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não gerou impacto nas demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012. **4.2. Pronunciamentos do IFRS ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2012:** Alguns novos procedimentos contábeis do IASB e interpretações do IFRIC foram publicados e/ou revisados e têm a sua adoção opcional ou obrigatória para o período iniciado em 1 de janeiro de 2013, com efeitos comparativos. Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos destas novas normas e interpretações: • IAS 1 Apresentação das demonstrações financeiras - A principal alteração é a separação dos outros componentes do resultado abrangente em dois grupos: os que serão realizados contra o patrimônio líquido e os que permanecerão no patrimônio líquido. A alteração da norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013 e a sua aplicação não apresentará impactos relevantes. • IAS 19/CPC 33(R1) Benefícios aos empregados (Emenda): O IASB emitiu várias emendas ao IAS 19. Tais emendas englobam desde alterações fundamentais como a remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano até simples esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações e reformulação. Esta emenda não trará impactos para a Companhia. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2013. • IFRS 10/CPC 36 - Demonstrações Financeiras Consolidadas: O IFRS 10 substitui as partes do IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais que se referem ao tratamento contábil das demonstrações financeiras consolidadas. Inclui também os pontos levantados no SIC-12 Consolidação - Entidades para Fins Especiais - Envolvimento com Outras Entidades. O IFRS 10 estabelece um único modelo de consolidação baseado em controle que se aplica a todas as entidades, inclusive as entidades para fins especiais. As alterações introduzidas pelo IFRS 10 irão exigir que a administração exerça importante julgamento na determinação de quais entidades são controladas e, portanto, necessitam ser consolidadas pela controladora, em comparação com as exigências estabelecidas pelo IAS 27. Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. Companhia e suas controladas e controladas em conjunto não esperam que esta alteração cause impacto significativo em suas demonstrações contábeis. • IAS 28/CPC 18(R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto - Deliberação CVM nº 696 de 13 dezembro de 2012. A norma entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2013. A Companhia espera que a adoção do CPC 18(R2) trará impacto em suas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que o CPC 18(R2) elimina a escolha da política contábil existente de consolidação proporcional de empreendimentos controlados em conjunto. Com a adoção do IFRS 11 a equivalência patrimonial passará a ser obrigatória para os participantes de empreendimentos controlados em conjunto. Desta forma, a Companhia deixará de consolidar de forma proporcional as controladas Transudeste, TME, TNE, Energia dos Ventos I, Energia dos Ventos II, Energia dos Ventos III, Energia dos Ventos IV, Energia dos Ventos V, Energia dos Ventos VI, Energia dos Ventos VII, Energia dos Ventos VIII, Energia dos Ventos IX, Energia dos Ventos X e Transchile e continuará o reconhecimento por equivalência patrimonial. Os impactos no ativo, passivo, patrimônio líquido e na demonstração do resultado em 31 de dezembro de 2012, em função da adoção deste CPC é como segue:

	Balanço Patrimonial				
	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Participação de acionistas não controladores
<b>Controlada</b>					
Companhia Transudeste de Transmissão (*)	18.633	46.763	4.761	28.883	31.752
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	24.464	143.253	12.099	85.302	70.316
Transnorte Energia S.A.	8.200	19.173	683	287	26.403
Energia dos Ventos I S.A.	92	101	22	112	59
Energia dos Ventos II S.A.	70	69	12	69	58
Energia dos Ventos III S.A.	89	84	10	98	58
Energia dos Ventos IV S.A.	113	145	37	162	59
Energia dos Ventos V S.A.	94	72	5	103	58
Energia dos Ventos VI S.A.	146	72	8	152	58
Energia dos Ventos VII S.A.	139	95	13	162	59
Energia dos Ventos VIII S.A.	94	77	9	103	59
Energia dos Ventos IX S.A.	111	67	6	113	59
Energia dos Ventos X S.A.	76	75	9	84	58
Transchile Charrua Transmissão S.A.	4.757	92.798	7.765	34.398	58.092
	59.778	302.846	25.447	150.028	187.149

	Demonstração do resultado				
	Recita operacional líquida	Custos e despesas operacionais	Resultado financeiro	Tributo e contribuições sociais	Participação de acionistas não controladores
<b>Controlada</b>					
Companhia Transudeste de Transmissão (*)	11.211	(1.775)	(1.960)	(483)	6.993
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	26.381	(6.861)	(9.242)	(1.052)	9.226
Transnorte Energia S.A.	19.089	(18.248)	-	(286)	555
Energia dos Ventos I S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos II S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos III S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IV S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos V S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VI S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VII S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VIII S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IX S.A.	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos X S.A.	-	-	-	-	-
Transchile Charrua Transmissão S.A.	6.999	(4.718)	(1.828)	230	683
	63.680	(31.602)	(13.030)	(1.591)	17.457

• IFRS 12/CPC 45 - Divulgação de participações em outras entidades - Deliberação CVM nº 697 de 13 de dezembro de 2012. Trata das exigências de divulgação para todas as formas de participação em outras entidades, incluindo acordos conjuntos, associações, participações com fins específicos e outras formas de participação em outras entidades contábeis. A norma entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2013. A revisão desta norma não gerará impacto relevante nas demonstrações contábeis da Companhia. • IFRS 13/CPC 46 - Mensuração do valor justo - Deliberação nº 699 de 20 de dezembro de 2012. O IFRS 13 se aplica quando outros pronunciamentos de IFRS exigem ou permitem mensurações ou divulgações do valor justo (e mensurações, tais como o valor justo menos custo de venda, com base no valor justo ou divulgações sobre as referidas mensurações). A norma entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2013. A revisão desta norma não gerará impacto relevante nas demonstrações contábeis da Companhia.

5. Caixa e equivalentes de caixa e Investimento de curto prazo

A Companhia e suas controladas, seguindo política do grupo de investimentos financeiros, tem concentrado seus investimentos em valores mobiliários de baixo risco e aplicações em instituições financeiras de primeira linha.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Caixa e equivalente de caixa:</b>				
Numerário disponível	203	95	15.477	12.844
Certificados de depósitos bancários	21.276	634	26.397	10.694
Outros fundos de investimento	-	-	2.097	2.398
Aplicações automáticas	-	-	8.820	607
	21.479	729	52.791	26.543

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Investimento de curto prazo:</b>				
Certificados de depósitos bancários	14.214	19.762	196.594	149.305
Fundos de investimento (*)	292.190	196	292.190	196
Outros fundos de investimento	-	-	5.151	3.044
Títulos públicos	-	-	3.090	20
	306.404	19.958	497.025	152.545

**5.1. Aplicações financeiras classificadas como caixa e equivalentes de caixa:** Referem-se substancialmente a certificados de depósitos bancários, fundos de renda fixa, que em 31 de dezembro de 2012 e 2011 estavam sendo remuneradas na controladora e no consolidado de 98,0% até 101,0% do CDI e aplicações financeiras automáticas, que são vinculadas a conta-corrente, onde a remuneração efetiva do CDB dependerá do prazo total pelo qual os recursos permanecem aplicados, considerando que a administração registra essas aplicações pelo percentual de rendimento mínimo, não ocorrendo portanto risco de variação significativa do valor em caso de rescisão antecipada, e são considerados instrumentos financeiros mensurados ao valor justo em contraprestação do resultado. **5.2. Aplicações financeiras classificadas como investimentos de curto prazo:** Referem-se substancialmente a certificados de depósitos bancários, fundo exclusivo e títulos públicos, e são considerados instrumentos financeiros disponíveis para venda. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011 estavam sendo remuneradas em aproximadamente 100% do CDI na controladora e consolidado. (\*) A composição da carteira do fundo exclusivo FI - Energia é assim como segue:

	Controladora	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Composição da carteira</b>		
Operações compromissadas - Notas do tesouro nacional	14.192	11.235
Títulos federais - Letras financeiras do tesouro	202.534	138.954
Títulos privados - Certificados de depósitos bancários	75.464	3.843
<b>Total - FI Energia</b>	<b>292.190</b>	<b>170.731</b>
Registrado em títulos e valores mobiliários	292.190	170.535
Registrado em investimentos de curto prazo	292.190	196
<b>Total - FI Energia</b>	<b>292.190</b>	<b>170.731</b>

6. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>		
Alupar Investimento S.A. (a)	-	170.525
Empresa Brasileira de Energia S.A. - EBTE (b)	-	6.914
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (d)	739	518
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC (d)	4.625	-
Companhia Transipare de Transmissão (d)	2.040	-
Companhia Transudeste de Transmissão (d)	888	-
	8.292	177.967

**Não circulante**

Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE (c)	15.452	14.297
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. - EBTE (b)	7.286	6.913
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE (c)	4.047	3.843
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE (c)	3.002	2.138
Empresa Paranaense de Transmissão S.A. - ETEP (c)	2.747	6.803
ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo (b)	1.838	2.028
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN (b)	6.018	6.617
Foz do Rio Claro Energia S.A. (b)	9.453	9.578
Juina Energia S.A. (b)	8.336	11.264
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (b)	5.942	5.897
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. (b)	5.665	6.191
Empresa de Transmissão do Mato Grosso S.A. (b)	1.931	-
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (b)	3.598	-
Companhia Transilândia de Transmissão (b)	-	2.852
Companhia Transipare de Transmissão (b)	-	1.902
Companhia Transudeste de Transmissão (b)	-	827
Transchile Charrua Transmissão S.A. (b)	2.640	-
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. - STC (b)	-	4.514
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (b)	-	2.098
	77.955	87.762

a) Os Títulos e valores mobiliários registrados na Companhia referem-se à integralização de capital efetuado pelo acionista FI-FGTS, em 28 de setembro de 2009, no montante de R\$ 400.000. Em cumprimento ao acordo de acionistas firmado entre a Companhia e o FI-FGTS, o valor integralizado pelo FI-FGTS ficou retido, e depositado em Fundo Exclusivo, cuja composição está detalhada na nota explicativa nº 5. A liberação do valor da integralização do FI-FGTS se deu em 5 tranches de R\$ 80.000, com a condicionante da apresentação de comprovação de dispêndios realizados com os valores já liberados. Em 31 de dezembro de 2012, já havia sido liberado o 1º tranche e seus respectivos rendimentos. b) Essas aplicações financeiras referem-se a constituição de contas reservas definidas nos contratos de empréstimos das controladas. Estas contas consistem na obrigação de manter aplicações financeiras correspondentes, em média, a três prestações dos empréstimos, financiamentos. c) Aplicação destinada ao reinvestimento em projetos de infraestrutura na Amazônia brasileira no qual está sujeita a aprovação da Agência de Desenvolvimento da Amazônia (ADA). d) Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, essas aplicações financeiras foram resgatadas, em função da liquidação dos empréstimos e financiamentos que as mesmas estavam vinculadas.

7. Contas a receber de clientes

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>		
Transmissão de energia elétrica	105.441	102.061
Suprimento de energia elétrica	18.705	17.804
	124.146	119.865

Em 31 de dezembro de 2012, não há faturas de clientes em aberto com saldos vencidos.

8. Impostos a recuperar

Por força de determinações legais, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto sofreram as retenções e/ou procederam as antecipações para posterior compensação de impostos e contribuições. Os saldos destes impostos estão assim distribuídos:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Imposto de renda	-	-	3.713	10.155
Contribuição social sobre o lucro líquido	-	-	1.469	8.318
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	21.649	17.245	25.256	23.477
COFINS	-	-	2.070	10.455
COFINS	-	-	12.598	-
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	303	113
Outros	-	-	1.906	4.912
	21.649	17.245	47.782	59.370

Não circulante

Imposto de renda	-	-	2.591	-
Contribuição social sobre o lucro líquido	-	-	250	-
PIS	-	-	3.531	5.718
COFINS	-	-	16.267	26.340
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	187	112
Outros				

## Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

operação da linha de transmissão de 345 kV, com 140 km de extensão, tendo origem na subestação de Itutinga, e término na subestação de Juiz de Fora, ambas no Estado de Minas Gerais. Empresa Santos Dumont de Energia S.A. (ESDE): Por meio do Contrato de Concessão nº 025/2009, de 19 de novembro de 2009, foi outorgada à controlada ESDE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão em 345/138 kV, composto pela subestação Santos Dumont e dois trechos de linhas de transmissão em 345 kV, compreendendo entre o ponto de seccionamento das Linhas de Transmissão Barbacena 2 - Juiz de Fora 1 e a Subestação Santos Dumont, todas localizadas no Estado de Minas Gerais. Transnorte Energia S.A. (TNE): Por meio do Contrato de Concessão nº 003/2012, de 04 de outubro de 2011. foi outorgada à controlada TNE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendido pelas linhas de transmissão Lechuga - Equador e Equador - Boa Vista e pelas subestações Lechuga, Equador (própria) e Boa Vista de 500 kV, localizada nos Estados do

Amazonas e Roraima. A TNE iniciará suas operações em 2015, tendo como objetivos principais a redução da geração térmica no Estado de Roraima, a possibilidade de escoamento de 700 MW provenientes de usinas hidrelétricas inventariadas no Estado de Roraima para o restante do Sistema Interligado Nacional e da comercialização de energia elétrica com a Venezuela. Empresa de Transmissão Serrana S.A. (ETSE): Por meio do Contrato de Concessão nº 006/2012, de 10 de maio de 2012, foi outorgada à controlada TNE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo as subestações Abdon Batista (525 kV) e Gaspar (230 kV), localizadas no Estado de Santa Catarina. A Companhia prevê que a ETSE inicie as suas operações em 2014, tendo como objetivo atender à integração da UHE Garibaldi, de 175 MW, e da UHE São Roque, de 214 MW, ao Sistema Interligado Nacional, bem como previsão de integração de diversas PCH com solicitação de acesso ao sistema de distribuição da CELESC, além de atender à expansão do suprimento de energia elétrica à região do Vale do Itajaí e devido ao carregamento elevado na subestação Blumenau 230/138 kV.

## 10. Investimentos

A movimentação do investimento no exercício de 31 de dezembro de 2012 e 2011 são como segue:

Descrição	Saldo em 31/12/2011	Adições	AFAC não integralizado	Compra de participação de não controladores	Ganho/Perda de capital na tradução de balanços	Dividendos/ JSCP	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2012
<b>Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:</b>								
Alupar Inversiones Peru	(1.041)	1.219	-	-	-	-	(185)	(7)
Transminas Holding S.A.	63.740	-	-	-	-	(7.502)	10.706	66.944
Foz do Rio Claro Energia S.A.	70.039	-	50.870	-	-	-	71	120.980
Jjuí Energia S.A.	94.099	-	146.176	-	-	-	(2.461)	237.814
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	12.146	7.168	36.536	(1.891)	-	-	(1.217)	52.742
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	12.039	6.528	65.084	(1.632)	-	-	(4.357)	77.662
Ferreira Gomes Energia S.A.	117.624	35.000	-	-	-	-	(601)	152.023
Genpower termoeletricas e participações S.A.	(70)	-	-	-	-	-	(29)	(99)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	394.228	-	-	-	-	(86.151)	124.046	432.123
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	188.227	-	-	-	-	(32.059)	42.885	199.053
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	47.650	-	-	-	-	(107)	5.380	52.923
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	84.455	-	-	-	-	(18.700)	23.250	89.005
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	169.327	-	-	-	-	(41.514)	56.914	184.727
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	38.149	-	-	-	-	(8.251)	12.075	41.973
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	48.798	4.923	-	(1.616)	-	(16.526)	17.546	53.125
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	23.394	3.703	-	-	-	-	3.592	30.689
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	47.535	4.505	-	-	-	-	7.859	59.899
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	6.403	2.896	-	-	-	-	2.329	11.628
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	6.577	6.299	-	-	-	(903)	1.344	13.317
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	22.271	16.800	-	-	-	(1.702)	6.347	43.716
Transnorte Energia S.A.	-	26.903	-	-	-	-	578	27.481
AF Energia S.A.	-	39	-	-	-	-	-	39
ACE Comercializadora Ltda.	-	1	-	-	-	-	(115)	(114)
Energia dos Ventos I S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos II S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos III S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos IV S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos V S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos VI S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos VII S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos VIII S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos IX S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Energia dos Ventos X S.A.	-	61	-	-	-	-	-	61
Risaralda Energia SAS ESP	-	8.763	-	-	-	1.219	(2.297)	7.685
Transchile Charrúa Transmisión S.A. (*)	-	69.750	-	(11.454)	-	(720)	2.888	60.464
	1.445.590	195.107	298.666	(16.593)	499	(213.415)	306.548	2.016.402
Terrenos	5.756	106	-	-	-	-	-	5.862
Outros	1	-	-	-	-	-	-	1
	1.451.347	195.213	298.666	(16.593)	499	(213.415)	306.548	2.022.265

(\*) O resultado da compra das ações da controlada Transchile está detalhado na nota nº 17.

Descrição	Saldo em 31/12/2010	Adições	AFAC não integralizado	Dividendos/ JSCP	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2011
<b>Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:</b>						
Alupar Inversiones Peru	77	-	-	-	(1.118)	(1.041)
Transminas Holding S.A.	57.941	-	-	(5.719)	11.518	63.740
Foz do Rio Claro Energia S.A.	38.213	-	35.000	-	(3.174)	70.039
Jjuí Energia S.A.	34.862	-	60.000	-	(763)	94.099
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	11.081	-	-	-	1.065	12.146
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	11.785	-	-	-	254	12.039
Ferreira Gomes Energia S.A.	1	118.079	-	-	(456)	117.624
Genpower termoeletricas e participações S.A.	-	-	-	-	(70)	(70)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	280.985	91.541	-	(73.241)	94.943	394.228
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	176.720	7.902	-	(34.219)	37.824	188.227
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	28.123	8.086	-	(705)	12.146	47.650
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	73.955	-	-	(11.529)	22.029	84.455
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	158.132	-	-	(34.223)	45.418	169.327
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	29.385	6.772	-	(7.099)	9.091	38.149
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	47.307	2.997	-	(13.365)	11.859	48.798
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	8.481	13.200	-	-	1.713	23.394
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	34.882	6.024	-	-	6.629	47.535
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	501	5.800	-	-	102	6.403
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	5.530	525	-	(529)	1.051	6.577
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	16.702	3.396	-	(743)	2.916	22.271
Transnorte Energia S.A.	1.014.663	264.322	95.000	(181.372)	252.977	1.445.590
AF Energia S.A.	5.686	70	-	-	-	5.756
Terrenos	1	-	-	-	-	1
Outros	1	-	-	-	-	1
	1.020.350	264.392	95.000	(181.372)	252.977	1.451.347

Os investimentos em controladas e controladas em conjunto estão apresentadas a seguir:

Empresas controladas/coligadas	31/12/2012											
	Capital social - quantidade de ações ou quotas		Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia			Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	AFAC Alupar não integralizado	Participação da Alupar		Dados das controladas/coligadas		
	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	no capital social			no patrimônio líquido	Receita líquida	Ativo	Passivo	Resultado do exercício
Alupar Inversiones Peru	3.612.792	3.612.792	-	3.612.792	(7)	-	99,99%	(7)	-	234	48	(179)
Transminas Holding S.A.	44.860.000	31.409.499	499	31.409.998	95.610	-	70,02%	66.944	-	99.902	4.292	17.940
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	41.008.200	-	41.008.200	70.206	85.870	50,01%	120.980	49.281	387.528	231.452	696
Jjuí Energia S.A.	84.100.000	42.058.410	-	42.058.410	63.258	206.176	50,01%	237.812	39.142	471.312	201.878	(4.762)
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	10.959.036	4.380.836	15.339.872	55.174	36.536	35,01%	52.742	35.338	243.662	151.952	6.612
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.136	11.300.320	4.517.310	15.817.630	51.308	65.084	35,01%	77.662	36.943	299.278	182.886	3.171
Ferreira Gomes Energia S.A.	153.081.529	153.081.529	-	153.081.529	152.022	-	99,99%	152.022	-	715.371	547.349	(532)
Genpower termoeletricas e participações S.A.	1.200	612	-	612	(195)	-	51,00%	(99)	-	99	294	(58)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	180.000.010	46.020.150	44.011.570	90.031.720	863.940	-	50,02%	432.123	296.741	1.480.539	616.599	239.667
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	198.000.000	100.979.997	-	100.979.997	390.299	-	51,00%	199.053	134.643	704.487	314.188	84.089
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	29.064.000	29.064.000	-	29.064.000	52.923	-	99,99%	52.923	10.334	90.049	37.126	5.273
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	45.000.010	13.505.150	9.001.845	22.506.995	177.954	-	50,02%	89.005	65.965	275.891	97.937	46.484
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	100.840.000	50.431.144	-	50.431.144	369.372	-	50,01%	184.728	154.802	590.310	220.938	113.805
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	36.940.800	18.475.367	-	18.475.367	83.926	-	50,01%	41.974	61.286	168.388	84.462	24.141
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	42.095.000	18.950.002	-	18.950.002	118.013	-	45,02%	53.126	4.033	303.362	185.349	40.574
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	42.172.251	25.303.351	-	25.303.351	50.279	-	60,00%	30.688	18.908	98.758	48.479	5.987
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	97.793.590	44.985.051	-	44.985.051	130.216	-	46,00%	59.899	48.854	310.588	180.372	17.086
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	9.197.292	9.197.292	-	9.197.292	11.628	-	99,99%	11.628	20.825	28.776	17.148	2.329
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	57.576.059	8.635.982	-	8.635.982	88.789	-	15,00%	13.318	18.011	101.554	12.765	8.964
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	162.340.000	32.468.000	-	32.468.000	218.582	-	20,00%	43.716	34.698	241.342	22.760	22.743
Transnorte Energia S.A.	71.501.000	36.465.510	-	36.465.510	53.884	-	51,00%	27.481	38.958	55.862	1.978	1.133
AF Energia S.A.	40.000	40.000	-	40.000	39	-	99,99%	39	-	39	-	-
ACE Comercializadora Ltda.	1.000	1.000	-	1.000	(114)	-	99,99%	(114)	70	95	209	(115)
Energia dos Ventos I S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	394	275	-
Energia dos Ventos II S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	284	165	-
Energia dos Ventos III S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	356	237	-
Energia dos Ventos IV S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	527	408	-
Energia dos Ventos V S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	341	222	-
Energia dos Ventos VI S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	446	327	-
Energia dos Ventos VII S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	478	359	-
Energia dos Ventos VIII S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	348	229	-
Energia dos Ventos IX S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	363	244	-
Energia dos Ventos X S.A.	100.000	50.990	-	50.990	119	-	51,00%	61	-	309	190	-
Risaralda Energia SAS ESP	6.911	6.901	-	6.901	7.694	-	99,89%	7.685	-	10.193	535	(2.590)
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	56.407.271											

## Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

com a publicação da Resolução ANEEL nº 367 de 2 de junho de 2009, que criou o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. No exercício de 2012, através da Resolução ANEEL nº 474 de 07 de fevereiro de 2012, a ANEEL estabeleceu novas taxas de depreciação anuais para ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2012. Vide nota explicativa 3.3. Abaixo seguem os quadros comparativos das taxas de depreciação segundo a Resolução nº 367 e a nº 474:

Geração	Resolução nº 367	Resolução nº 474
	(%)	(%)
Barramento	2,50	2,50
Disjuntor	3,00	3,03
Edificações	4,00	3,33
Equipamentos da tomada d'água	3,70	3,70
Estrutura da tomada d'água	4,00	2,86
Gerador	3,30	3,33
Reserv., barragens e adutoras	2,00	2,00
Sistema de comunicação local	6,70	6,67
Turbina hidráulica	2,50	2,50
Taxa média depreciação geração	3,52	3,32
Transmissão	Resolução nº 367	Resolução nº 474
	(%)	(%)
Condutor	2,50	2,70
Equipamento geral	10,00	6,25
Estrutura do sistema	2,50	2,70
Religadores	4,30	4,00
Taxa média depreciação transmissão	4,83	3,91

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados. Os contratos de concessão preveem que, ao final do prazo de cada concessão, o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia, de forma que a Administração entende que o valor contábil do imobilizado não depreciado ao final da concessão será reembolsável pelo Poder Concedente. **b) Imobilizado em curso:** Em 31 de dezembro de 2012 a principal obra em curso no Grupo Alupar, refere-se a construção da UHE Ferreira Gomes. Os compromissos contratuais com ativos imobilizados estão divulgados na nota explicativa nº 29. **c) Capitalização de encargos:** A Companhia agrega, mensalmente, ao custo de construção do ativo imobilizado em curso, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$ 41.654 (R\$ 4.945 em 31 de dezembro de 2011). Liquidado das receitas geradas pelas aplicações financeiras que excedem o caixa, pois são decorrentes de financiamentos utilizado exclusivamente para aquisição de imobilizado em formação. A taxa de juros utilizada para determinar o montante dos custos de empréstimos passíveis de capitalização representa a taxa efetiva dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia, vide nota explicativa nº 16. **d) Perdas pela não recuperabilidade de imobilizado (impairment):** Em 31 de dezembro de 2012 não existem indicativos, através de fontes internas ou externas, de que algum ativo possa ter sofrido desvalorização que pudessem reduzir o valor de realização do seu ativo imobilizado. **e) Garantias ou penhoras:** A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora. **f) Outros:** Em 21 de janeiro de 2010, a controlada Transchile entrou em operação comercial, seus ativos são compostos por uma linha de transmissão de 200 km (duzentos quilômetros) de extensão, com 2 subestações de 230 kV no Chile (LT Charua - Nueva Temuco). Os ativos da Transchile não são contemplados pelo ICPC 01, uma vez que o Poder Concedente do Chile não controla os ativos.

## 12. Intangível

a) A composição e a movimentação do ativo intangível é a seguinte:

Custo	Controladora				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão		495	61	-	556
Intangível gerado na aquisição de ações		8.157	-	-	8.157
		<b>8.652</b>	<b>61</b>	-	<b>8.713</b>

Amortização	Controladora				
		31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão	10%	(178)	(99)	-	(277)
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	-	(220)	-	(220)
		<b>(178)</b>	<b>(319)</b>	-	<b>(497)</b>
		74.488	13.743	(10.332)	77.899
		<b>82.962</b>	<b>13.485</b>	<b>(10.332)</b>	<b>86.115</b>

Projeto em desenvolvimento	Controladora				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão		447	48	-	495
Intangível gerado na aquisição de ações		8.157	-	-	8.157
		<b>8.604</b>	<b>48</b>	-	<b>8.652</b>

Amortização	Controladora				
		31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão	10%	(88)	(90)	-	(178)
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	-	(220)	-	(220)
		<b>(88)</b>	<b>(90)</b>	-	<b>(178)</b>
		55.340	23.693	(4.545)	74.488
		<b>63.856</b>	<b>23.651</b>	<b>(4.545)</b>	<b>82.962</b>

Projeto em desenvolvimento	Controladora				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão		447	48	-	495
Intangível gerado na aquisição de ações		8.157	-	-	8.157
		<b>8.604</b>	<b>48</b>	-	<b>8.652</b>

Amortização	Controladora				
		31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão	10%	(88)	(90)	-	(178)
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	-	(220)	-	(220)
		<b>(88)</b>	<b>(90)</b>	-	<b>(178)</b>
		55.340	23.693	(4.545)	74.488
		<b>63.856</b>	<b>23.651</b>	<b>(4.545)</b>	<b>82.962</b>

Total intangível	Controladora				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão		495	61	-	556
Intangível gerado na aquisição de ações		8.157	-	-	8.157
		<b>8.652</b>	<b>61</b>	-	<b>8.713</b>

Custo	Consolidado				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão		3.502	2.506	(1.153)	31.231
Intangível gerado na aquisição de ações		11.584	1.493	-	13.077
		<b>26.865</b>	-	-	<b>26.865</b>
		<b>41.951</b>	<b>3.999</b>	<b>(1.153)</b>	<b>76.028</b>

Amortização	Consolidado				
		31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão	10%	(1.314)	(62)	491	-
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	(2.308)	(930)	-	-
		<b>(4.162)</b>	<b>(1.457)</b>	<b>491</b>	-
		75.380	15.655	(10.332)	80.703
		<b>113.169</b>	<b>18.197</b>	<b>(10.994)</b>	<b>31.231</b>

Projeto em desenvolvimento	Consolidado				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão		3.502	2.506	(1.153)	31.231
Intangível gerado na aquisição de ações		11.584	1.493	-	13.077
		<b>26.865</b>	-	-	<b>26.865</b>
		<b>41.951</b>	<b>3.999</b>	<b>(1.153)</b>	<b>76.028</b>

Amortização	Consolidado				
		31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Outros intangíveis de concessão	10%	(1.314)	(62)	491	-
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	(2.308)	(930)	-	-
		<b>(4.162)</b>	<b>(1.457)</b>	<b>491</b>	-
		75.380	15.655	(10.332)	80.703
		<b>113.169</b>	<b>18.197</b>	<b>(10.994)</b>	<b>31.231</b>

(\*) Transchile (vide nota explicativa nº 18). O saldo do intangível da Transchile corresponde a servidões de passagem, e não está sujeitos a amortização, uma vez que o ICPC 01 não é aplicável àquela controlada.

Custo	Consolidado				
	Taxa média anual de amortização	31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão		10.709	874	(8.081)	3.502
Intangível gerado na aquisição de ações		26.865	-	-	26.865
		<b>37.574</b>	<b>12.458</b>	<b>(8.081)</b>	<b>41.951</b>

Amortização	Consolidado				
		31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Outros intangíveis de concessão	10%	(784)	(530)	-	(1.314)
Intangível gerado na aquisição de ações	3%	(2.308)	(930)	-	(2.308)
		<b>(4.162)</b>	<b>(1.780)</b>	-	<b>(4.162)</b>
		48.385	24.336	(4.541)	75.380
		<b>90.777</b>	<b>35.014</b>	<b>(12.622)</b>	<b>113.169</b>

**b) Ágio decorrente da concessão:** Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de rentabilidade futura durante o prazo de exploração da concessão e está sendo amortizado de forma linear durante o referido prazo. Os ágios registrados pela Companhia foram originários de investimentos efetuados nos seguintes empreendimentos: Os saldos do ágio registrado na Queluz e Lavrinhas em 31 de dezembro de 2012 e 2011 estão assim compostos:

Composição do ágio decorrente da concessão	Controladora			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	2.665	2.665	-	-
Amortização do ágio PCH Queluz	(61)	(61)	-	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	5.245	5.245	-	-
Amortização do ágio PCH Lavrinhas	(159)	(159)	-	-
Outros	247	247	-	-
	<b>7.937</b>	<b>8.157</b>	-	-

Os saldos do ágio registrado na Companhia e na EATE em 30 de setembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011 estão assim compostos:

Ágio	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Amortização de ágio	18.708	18.708	-	-
	(3.018)	(2.308)	-	-
	<b>15.690</b>	<b>16.400</b>	-	-
	<b>23.627</b>	<b>24.557</b>	-	-

**c) Projeto em desenvolvimento:** Para desenvolver um projeto de transmissão ou geração de energia, a Companhia incorre em custos com a contratação de serviços, viagens e outros, inerentes ao mesmo. Após a autorização/missão/concessão das licenças para instalação dos projetos desenvolvidos, estes custos são alocados nas respectivas Sociedades de Propósito Específico - SPE's, que reembolsam todos os gastos incorridos à Companhia. Os gastos incorridos em um projeto que porventura se torne passível de não instalação são revertidos desta conta para o resultado da Companhia. Estas reversões são baseadas em avaliações trimestrais pela administração. **d) Perdas pela não recuperabilidade do intangível (impairment):** A Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ativos intangíveis, não tendo sido encontradas informações através de fontes internas ou externas que resultassem em riscos de recuperação desses ativos. **e) Garantias ou penhoras:** A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora.

## 13. Impostos e contribuições sociais a recolher

Imposto de renda	Controladora			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Contribuição social	-	-	29.143	30.511
ICMS	-	-	31.365	34.362
PIS	286	270	4.285	4.330
COFINS	1.316	1.244	4.691	5.418
INSS	2	3	2.605	2.422
Outros	70	88	6.777	5.750
Total	<b>1.674</b>	<b>1.605</b>	<b>80.159</b>	<b>84.193</b>

Imposto de renda diferido - ativo	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Contribuição social diferida - ativo	137	68	-	-
Imposto de renda diferido - passivo	(238.226)	(194.707)	-	-
Contribuição social diferida - passivo	(145.758)	(138.086)	-	-
Tributos diferidos líquido	<b>(381.671)</b>	<b>(332.565)</b>	-	-

Prejuízo fiscal e base negativa	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
IR/CS adquirido em transação de capital sobre prejuízo fiscal e base negativa	461	228	239	-
IR/CS adquirido em transação de capital sobre contrato de concessão (ICPC 01)	(1.852)	-	239	-
Diferimento de receita para órgãos públicos	(363.699)	(5.704)	(34.506)	(33.146)
Reciclagem de receita para órgãos públicos	(4.650)	-	74	-
Ativo (passivo) fiscal diferido, líquido	<b>(381.671)</b>	<b>(332.565)</b>	-	-

**d) Créditos fiscais a compensar:** Conforme preceitua o pronunciamento CPC 32, um ativo ou passivo fiscal diferido deve ser reconhecido sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis ou tributáveis, respectivamente. Uma diferença temporária é a diferença entre o valor contábil do ativo ou passivo na demonstração contábil e a sua base para fins de tributação. Esse pronunciamento também requer a contabilização de um ativo fiscal diferido sobre prejuízos fiscais não utilizados na medida em que seja provável que serão gerados lucros tributáveis futuros para possibilitar a compensação desse ativo fiscal diferido. A Companhia pretende reconhecer o imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre prejuízo fiscal, base negativa de contribuição social e provisões temporariamente não dedutíveis, respectivamente, somente quando atender essas exigências, de forma que, em 31 de dezembro de 2012, nenhum crédito tributário diferido ativo foi reconhecido. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a Companhia acumula prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social que gerariam potenciais créditos tributários, conforme segue:

Créditos fiscais não reconhecidos	Controladora			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Prejuízo fiscal	91.698	40.647	-	-
Base negativa de contribuição social	91.698	40.647	-	-
	<b>183.396</b>	<b>81.294</b>	-	-

## 14. Imposto de renda e contribuições sociais diferidos

a) A composição do imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos é como segue:

Imposto de renda e contribuição social diferidos	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Imposto de renda diferido - ativo	2.176	160	-	-
Contribuição social diferida - ativo	137	68	-	-
Imposto de renda diferido - passivo	(238.226)	(194.707)	-	-
Contribuição social diferida - passivo	(145.758)	(138.086)	-	-
Tributos diferidos líquido	<b>(381.671)</b>	<b>(332.565)</b>	-	-

Prejuízo fiscal e base negativa	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
IR/CS adquirido em transação de capital sobre prejuízo fiscal e base negativa	461	228	239	-
IR/CS adquirido em transação de capital sobre contrato de concessão (ICPC 01)	(1.852)	-	239	-
Diferimento de receita para órgãos públicos	(363.699)	(5.704)	(34.506)	(33.146)
Reciclagem de receita para órgãos públicos	(4.650)	-	74	-
Ativo (passivo) fiscal diferido, líquido	<b>(381.671)</b>	<b>(332.565)</b>	-	-

**d) Créditos fiscais a compensar:** Conforme preceitua o pronunciamento CPC 32, um ativo ou passivo fiscal diferido deve ser reconhecido sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis ou tributáveis, respectivamente. Uma diferença temporária é a diferença entre o valor contábil do ativo ou passivo na demonstração contábil e a sua base para fins de tributação. Esse pronunciamento também requer a contabilização de um ativo fiscal diferido sobre prejuízos fiscais não utilizados na medida em que seja provável que serão gerados lucros tributáveis futuros para possibilitar a compensação desse ativo fiscal diferido. A Companhia pretende reconhecer o imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre prejuízo fiscal, base negativa de contribuição social e provisões temporariamente não dedutíveis, respectivamente, somente quando atender essas exigências, de forma que, em 31 de dezembro de 2012, nenhum crédito tributário diferido ativo foi reconhecido. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a Companhia acumula prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social que gerariam potenciais créditos tributários, conforme segue:

Créditos fiscais não reconhecidos	Controladora			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Prejuízo fiscal	91.698	40.647	-	-
Base negativa de contribuição social	91.698	40.647	-	-
	<b>183.396</b>	<b>81.294</b>	-	-

## Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

O valor nominal unitário das debêntures será pago em 12 parcelas anuais e sucessivas, sendo o primeiro pagamento realizado em 30 de junho de 2016. O pagamento da remuneração será realizado semestralmente a partir da data de emissão, em datas definidas na Escritura da 5ª Emissão, com vencimento final em 2027. **e) Debêntures - EATE - 1ª Emissão** - emissão em março de 2011 de R\$360.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures. **f) Debêntures - EATE - 2ª Emissão** - em 29 de outubro de 2012 efetuada a segunda emissão de debêntures no valor de R\$ 150.000 no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos, serão amortizadas em parcelas semestrais e consecutivas e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 0,9875% ao ano, com vencimento final em outubro de 2017. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures. **g) Debêntures - ENTE - 1ª Emissão** - emissão em março de 2011 de R\$ 190.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016. **h) Debêntures - ECTE - 1ª Emissão** - emissão em março de 2011 de R\$75.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016. **i) Debêntures - ECTE - 2ª Emissão** - em 29 de outubro de 2012 a controlada ECTE emitiu debêntures, conforme Instrução Normativa CVM nº 476, no valor de R\$ 80.000, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 6 parcelas semestrais, a partir de abril de 2015, com vencimento final em outubro de 2017. A remuneração, calculada pela variação do CDI + 0,9875% ao ano, será paga em 10 parcelas semestrais, a partir de abril de 2013. Não foram oferecidas garantias na emissão das debêntures. **j) Debêntures - ETEP - 1ª Emissão** - emissão em novembro de 2011 de R\$70.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 58 parcelas mensais, com carência de 3 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em novembro de 2016. **k) Debêntures - Transudeste - 1ª Emissão** - a controlada Transudeste acordou em novembro de 2012 nova modalidade de empréstimos para fins de aprimoramento financeiro substituindo o financiamento com BNDES, BDMG e Santander Banespa (TJLP e Cesta de Moedas) pela emissão de Debêntures. O banco mandatário na operação de emissão das debêntures é o Itaú Unibanco S.A. e o escriturador é o Itaú Corretora de Valores S.A. Os recursos contratados foram de R\$ 47.500, emitidas em 14 de novembro de 2012 em espécie girográficas, sem garantias. O prazo da operação é de 05 anos com vencimento em 14 de novembro de 2017 (05 anos), as amortizações e pagamentos dos juros serão semestrais sendo o 1º pagamento em 14 de maio de 2013. Quanto a remuneração, renderão juros a 100% da variação acumulada DI (dia) somados a taxa efetiva de 0,9875% ao ano. O resgate antecipado poderá ocorrer a partir do 2º ano da emissão. **l) Debêntures - Transirapé - 1ª Emissão** - a controlada Transirapé acordou em novembro de 2012 nova modalidade de empréstimos para fins de aprimoramento financeiro substituindo o financiamento com BNDES, BDMG e Santander Banespa (TJLP e Cesta de Moedas) pela emissão de Debêntures. Os recursos contratados foram de R\$ 42.500, emitidas em 14 de novembro de 2012 em espécie girográficas, sem garantias. O prazo da operação é de 05 anos com vencimento em 14 de novembro de 2017 (05 anos), as amortizações e pagamentos de juros serão semestrais sendo o 1º pagamento em 14 de maio de 2013. Quanto a remuneração, renderão juros a 100% da variação acumulada DI (dia) somados a taxa efetiva de 0,9875% ao ano. O resgate antecipado poderá ocorrer a partir do 2º ano da emissão. **m) Debêntures - Ferreira Gomes - 1ª emissão** - em novembro de 2011 foi efetuada a emissão de R\$ 150.000 em debêntures simples não conversíveis em ações da controlada Ferreira Gomes com valor nominal unitário de R\$ 1.000 no mercado local. A remuneração das debêntures contemplará juros remuneratórios de 115% de variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos em Conta Corrente DI em vigor no dia, com pagamento do principal e da remuneração no vencimento, a partir de 28 de maio de 2013. **n) Debêntures - Ferreira Gomes - 2ª emissão** - em 30 de maio de 2012, a controlada Ferreira Gomes emitiu 20.000 debêntures simples não conversíveis em ações com valor unitário de R\$ 10, totalizando R\$ 200.000. A remuneração das debêntures contemplará juros correspondentes a IPCA + 5,95%, incidentes sobre o valor unitário atualizado, base 252 dias úteis, calculado na forma prevista na escritura, com pagamento anual da remuneração, sendo o primeiro pagamento em maio de 2013 e o último 30 de maio de 2014. **Empréstimos e financiamentos:** Os empréstimos e financiamentos correspondem aos recursos captados pela Companhia e suas controladas e controladas em conjunto e estão sujeitos aos seguintes encargos: **Moeda nacional:** Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a atualização pela taxa de juros de longo prazo (TJLP), pelo índice geral de preços do mercado (IGPM) ou pelo certificado de depósito interfinanceiro (CDI), conforme o caso, com spread de 1,93% a 4,50% ao ano sobre o saldo devedor. As principais captações e liquidações ocorridas no exercício foram as seguintes: **o) Controlada TME:** Atualmente a controlada TME possui dois empréstimos cujas características são as seguintes: i) Em maio de 2012 a controlada TME liquidou dois empréstimos pontes com o Banco do Brasil no montante de R\$ 35.000 e R\$ 50.000. Estes empréstimos foram substituídos por um empréstimo captado junto ao BNDES no montante de R\$ 87.300 com as seguintes características: taxa de juros de TJLP + 3,60% ao ano, com vencimento mensal, sendo a primeira em 15 de junho de 2012 e a última em 15 de maio de 2026. ii) Empréstimo junto ao Banco do Brasil, no montante de R\$ 80.000, captado em 28 de fevereiro de 2011. De acordo com o contrato original o valor do principal seria amortizado em 131 parcelas mensais, com amortização trimestral dos encargos. Em 30 de setembro de 2011 foi elaborado um aditivo contratual, que prorrogou o vencimento deste empréstimo para 01 de fevereiro de 2029, desta forma, o principal passou a ser amortizado em 156 parcelas, vencendo a primeira em 01 de março de 2016, e a última em 01 de fevereiro de 2029. As demais cláusulas contratuais não sofreram alteração. Este empréstimo está sujeito a incidência de juros de 10% ao ano, com bônus de adimplência de 15%, desde que as prestações da dívida sejam pagas integralmente até a data do respectivo vencimento. **p) Controlada ERTE:** em 15 de outubro de 2012, a Controlada ERTE captou junto ao BNDES, o montante de R\$ 31.042 para investimentos na subestação de Açailândia do Estado do Maranhão. Os financiamentos em seu saldo devedor atualizado pela TJLP a serem capitalizados trimestralmente em 168 prestações mensais, com vencimentos finais em 2026. **q) Controlada ESDE:** em novembro de 2012, a controlada ESDE assinou contrato com o BNDES para liberação de recursos no montante de R\$ 42.797, dividido em subcrédito A (R\$ 26.319) com encargos correspondentes à TJLP mais 2,08% ao ano e subcrédito B (R\$ 16.478) com encargos de 2,5% ao ano. Do total, R\$ 32.000 foram liberados em dezembro de 2012, que foram utilizados também para a quitação dos empréstimos-ponte junto ao Banco Itaú, no montante de R\$ 19.854. **r) Controlada STC:** em novembro de 2012, a controlada STC recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R\$ 84.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R\$ 84.181. **s) Controlada Lumitrans:** em novembro de 2012, a controlada Lumitrans recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R\$ 42.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R\$ 42.079. **t) Controlada Ferreira Gomes:** em 26 de setembro de 2012 a controlada Ferreira Gomes celebrou contrato de financiamento de curto-prazo junto ao BNDES. O crédito total disponível no contrato é de R\$ 121.724 que tem sua liberação condicionada a comprovação dos investimentos na subestação de Açailândia. Os investimentos em seu saldo devedor atualizado pela TJLP a serem capitalizados trimestralmente em 168 prestações mensais, com vencimentos finais em 2026. **u) Controlada Transchile:** em 18 de julho de 2007 a Transchile celebrou contrato com o Inter-American Development Bank, no montante de US\$ 51.014, cuja remuneração variável é equivalente a 2,549% em 31 de dezembro de 2012 (LIBOR + Spread que varia de 1,50% a 1,60% ao ano) e remuneração fixa equivalente a 5,80% em 31 de dezembro de 2012 (Taxa Fixa do Mercado de Swap + Spread que varia de 1,50% a 1,60% ao ano + 1,125% ao ano), com vencimento previsto em contrato para 2026. **b) A movimentação de empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas é composto da seguinte forma:**

Moeda nacional e estrangeira	Controladora					
	Saldo inicial 31/12/2011	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos/ variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2012
<b>Instituições financeiras/credores</b>						
Moeda Nacional	140.862	242	5.476	(89.568)	(6.140)	50.872
	140.862	242	5.476	(89.568)	(6.140)	50.872
<b>Debêntures:</b>						
Moeda Nacional	323.031	449.228	70.763	(82.500)	(54.175)	706.347
	323.031	449.228	70.763	(82.500)	(54.175)	706.347
	463.893	449.470	76.239	(172.068)	(60.315)	757.219

Moeda nacional e estrangeira	Controladora					
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>						
Moeda Nacional	23.712	119.104	3.441	(2.402)	(2.993)	140.862
	23.712	119.104	3.441	(2.402)	(2.993)	140.862
<b>Debêntures:</b>						
Moeda Nacional	475.231	-	59.841	(151.642)	(60.399)	323.031
	475.231	-	59.841	(151.642)	(60.399)	323.031
	498.943	119.104	63.282	(154.044)	(63.392)	463.893

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2011	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2012
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.735.013	342.753	135.536	-	(553.858)	(135.098)	1.524.346
Moeda Estrangeira	15.469	4.231	1.372	1.372	(14.249)	(1.084)	38.758
	1.750.482	342.753	139.767	1.372	(568.107)	(136.182)	38.758
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	1.084.442	939.314	151.897	5.951	(231.558)	(110.841)	39.990
	1.084.442	939.314	151.897	5.951	(231.558)	(110.841)	39.990
	2.834.924	1.282.067	291.664	7.323	(799.665)	(247.023)	78.748

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031
<b>Debêntures:</b>							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031

Moeda nacional e estrangeira	Controladora						
	Saldo inicial 31/12/2010	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final 31/12/2011
<b>Instituições financeiras/credores</b>							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.6	

Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

	Consolidado			Total
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2011	
<b>Custo dos serviços prestados</b>				
<b>Despesas gerais administrativas</b>				
<b>Outras despesas</b>				
Pessoal	(14.943)	-	-	(14.943)
Material	(1.695)	(1.840)	-	(3.535)
Serviços de terceiros	(42.247)	(31.995)	-	(74.242)
Depreciação e amortização	-	(505)	-	(505)
Encargos do uso da rede elétrica (CUST)	(6.386)	-	-	(6.386)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(3.101)	-	-	(3.101)
Aluguéis	(2.832)	(4.065)	-	(6.897)
Seguros	(1.047)	(1.073)	-	(2.120)
Doações, contribuições e subvenções	-	(3.952)	-	(3.952)
Taxa de fiscalização - TFSEE	-	-	(4.115)	(4.115)
PIS sobre outras receitas	-	-	(479)	(479)
COFINS sobre outras receitas	-	-	(2.205)	(2.205)
Outros tributos e taxas	(146)	(1.232)	-	(1.378)
Outras	(1.782)	(430)	(453)	(2.665)
<b>Total</b>	<b>(74.179)</b>	<b>(45.092)</b>	<b>(7.252)</b>	<b>(126.523)</b>

22. Custo de infraestrutura

	Consolidado		31/12/2011	31/12/2011
	31/12/2012	31/12/2011		
Pessoal	(9.242)	(24.115)		
Material	(13.249)	(43.762)		
Serviços de terceiros	(28.725)	(28.592)		
Aluguéis	(388)	(176)		
Seguros	(386)	(383)		
Tributos e taxas	(259)	(129)		
Estudos de projetos	(3.267)	(43)		
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	(10.715)	(41.076)		
Máquinas e equipamentos	(61.046)	(97.265)		
Indenizações	(2.708)	(608)		
Outros	(4.735)	(1.777)		
<b>Total</b>	<b>(134.720)</b>	<b>(237.926)</b>		

23. Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Receitas Financeiras</b>				
Receita de aplicações financeiras	26.935	33.134	43.003	49.693
Outros	1.213	1.086	2.252	8.001
<b>Total</b>	<b>28.148</b>	<b>34.220</b>	<b>45.255</b>	<b>57.694</b>
<b>Despesas Financeiras</b>				
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	(5.476)	(3.441)	(129.070)	(125.753)
Varição monetária sobre empréstimos e financiamentos	-	-	(2.805)	(5.831)
Encargos sobre debêntures	(70.763)	(59.841)	(129.078)	(118.465)
Varição cambial	499	10	(367)	(520)
Varição monetária - P&D	-	-	(128)	-
Atualização monetária - Contingências	-	-	(2.257)	-
Varição monetária - Outros	-	(137)	(7.689)	(1.130)
Juros e multas	-	-	(2.119)	(1.544)
Outros	(1.679)	(1.133)	(4.495)	(4.074)
<b>Total</b>	<b>(77.419)</b>	<b>(64.542)</b>	<b>(278.008)</b>	<b>(257.317)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(49.271)</b>	<b>(30.322)</b>	<b>(232.753)</b>	<b>(199.623)</b>

24. Imposto de renda e contribuição social

Em 2009, foi sancionada a Lei nº 11.941/09, resultado da conversão em lei da Medida Provisória nº 449/2008, criando o chamado Regime Tributário de Transição ("RTT"), o qual, em síntese, busca neutralizar os impactos da adoção dos novos critérios contábeis instituídos pela Lei nº 11.638/07 e pelos artigos 37 e 38 da própria Lei 11.941/09. A Companhia e suas controladas optaram por adotar o RTT. **Imposto de renda e contribuição social corrente:** A reconciliação da taxa efetiva da alíquota nominal para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, é como segue:

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>a) Composição dos tributos no resultado:</b>		
<b>Na rubrica de tributos:</b>		
Correntes	(75.859)	(66.587)
Diferidos	(33.583)	(33.146)
<b>Total</b>	<b>(109.442)</b>	<b>(99.733)</b>

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>b) Alíquota efetiva:</b>		
Resultado antes dos tributos	648.380	538.777
Imposto de renda calculado à alíquota de nominal - 34%	(166.483)	(161.350)
Benefício fiscal (*)	65.355	63.947
Efeito líquido das controladas tributadas pelo lucro presumido	(8.314)	(2.330)
Total da despesa com tributos	(109.442)	(99.733)
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>16,9%</b>	<b>18,5%</b>

(\*) Benefícios fiscais federais que garantem, a redução de 75% do imposto de renda na região da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). **Redução do imposto de renda:** Algumas de nossas controladas e controladas em conjunto são titulares de benefícios fiscais federais que garantem a redução de imposto de renda na região da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Com fundamento na Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, do Governo Federal, as empresas ETEP, EATE, ERTE, ENTE, e STN são titulares de benefícios fiscais federais que garantem redução de 75% do imposto de renda, inclusive adicional, sobre o lucro da exploração de empreendimentos instalados na região da SUDAM e da SUDENE, pelo prazo de 10 anos. A fruição do benefício fiscal dá-se a partir do ano-calendário subsequente à entrada em operação do projeto, segundo laudo expedido pela SUDAM e SUDENE. Até o presente momento as controladas ETES e TNE não estão usufruindo do benefício da redução do imposto de renda por estar no aguardo à homologação do processo pela Receita Federal e, diversamente das demais transmissoras da Alupar, a ERTE não está usufruindo da redução de imposto de renda por ter optado pelo lucro presumido. **Imposto de renda e contribuição social diferido:** O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações contábeis. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados, usando alíquotas de imposto (e leis fiscais) promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço, e que devem ser aplicadas quando o respectivo imposto diferido ativo for realizado ou quando o imposto diferido passivo foi liquidado. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, o imposto de renda e contribuição diferido foi calculado com base nos ajustes apurados em função da adoção dos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC. O imposto de renda e contribuição social diferido foi apurado em função do RTT ter neutralizado os impactos da adoção dos novos critérios contábeis, sendo a base de cálculo do imposto diferido é proveniente do reflexo da adoção das práticas contábeis internacionais, mais precisamente dos impactos contábeis do ICPC 01 (IFRIC 12) nas controladas da Companhia.

25. Partes relacionadas

**Transações com partes relacionadas:** A Companhia é controlada pela Guarupart Participações Ltda. A Companhia é uma sociedade por ações, de capital aberto, e tem por objeto exercer o controle empresas transmissoras de energia elétrica, UHES e PCHs. A Alupar também participa em 2 empresas Holdings, sendo: Transminas Holding S.A. (controladora da Transleste, Transriapé e Transudeste) e Alupar Inversiones Peru, os detalhes destas controladas estão descritas na nota explicativa nº 2. Todas as transações foram realizadas nas condições usuais de mercado e podem ser assim demonstradas:

Parte relacionada/transação	Controladora	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Balanco patrimonial</b>		
<b>Investimento de curto prazo</b>		
Caixa Econômica Federal (*)	292.190	196
<b>Títulos e valores mobiliários</b>		
Caixa Econômica Federal (*)	-	170.535
<b>Contas a receber - Reembolso de despesas</b>		
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	720	-
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	152	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	568	-
<b>Dividendos a receber</b>		
Transminas Holding S.A.	13.257	17.711
Empresa Regional de Transmissão S.A.-ERTE	2.983	3.480
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.-STC	8.249	11.109
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	982	1.036
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	1.043	889
<b>Juros sobre capital próprio</b>		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.-STN	-	1.197
Empresa Norte de Transmissão S.A.-ENTE	1.259	6.621
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.-STC	-	630
	-	4.732
	1.259	1.259
<b>Ativo circulante</b>	<b>307.426</b>	<b>195.063</b>
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital</b>		
Foz do Rio Claro Energia S.A.	-	49.420
Ijuí Energia S.A.	1.500	146.176
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	-	28.436
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	1.000	46.783
Ferreira Gomes Energia S.A.	16.000	-
Alupar Inversiones Peru	191	1.219
ACE Comercializadora Ltda.	160	-
AF Energia	-	39
Energia dos Ventos I S.A.	122	-
Energia dos Ventos II S.A.	76	-
Energia dos Ventos III S.A.	107	-
Energia dos Ventos IV S.A.	173	-
Energia dos Ventos V S.A.	112	-
Energia dos Ventos VI S.A.	163	-
Energia dos Ventos VII S.A.	174	-
Energia dos Ventos VIII S.A.	112	-
Energia dos Ventos IX S.A.	123	-
Energia dos Ventos X S.A.	92	-
Boa Vista Participações S.A.	1	-
Risatalda Energia S.A.S.E.S.P	1.942	6.426
<b>Contas a receber - Reembolso de despesas</b>		
Ferreira Gomes Energia S.A.	3.379	-
<b>Ativo não-circulante</b>		
<b>Debêntures - Passivo circulante</b>		
FI FGTS - 5ª Emissão	11.086	-
<b>Debêntures - Passivo não-circulante</b>		
FI FGTS - 5ª Emissão	299.941	-
<b>Demonstração do resultado</b>		
<b>Receitas financeiras</b>		
Caixa Econômica Federal (*) - Aplicações financeiras	21.368	17.092
<b>Despesas financeiras</b>		
FI FGTS - Debêntures	22.885	-

(\*) A Caixa Econômica Federal é administradora do FI-FGTS, sendo o FI-FGTS acionista da Companhia.

**Garantias:** As transações de garantias entre as empresas do grupo estão relacionadas abaixo:

Data de autorização	Órgão autorizador	Empresa garantida	Empresa garantidora	contrato	Garantia	Valor do contrato	Início do contrato	Encerramento do contrato	Saldo devedor do contrato em 31/12/2012
01/12/09	Reunião de Sócios	Alupar	Guarupart	Financiamento - FINEP	Fiança	72.841	17/12/09	15/05/18	50.922
12/12/11	Conselho de Administração	ETEM	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 11.2.1030-1	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	46.800	21/12/11	15/04/26	44.879
16/03/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	27.714	04/05/09	15/09/23	24.915
22/12/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	17.338	29/12/09	15/10/19	10.651
07/11/11	Conselho de Administração	ETVG	Alupar	Nota de Crédito nº 40/00039-7	Prestação de aval e de penhor de ações	17.835	23/12/11	01/12/26	15.737
13/06/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 12.2.1390.1	Prestação de Garantias (Fiança Ordinária)	470.610	28/12/12	15/04/31	-
13/06/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Fornecimento, Supervisão de Montagem e Supervisão de Comissionamento com a Voith - CPS FGO115-11	Prestação de Garantias (Fiança)	161.000	05/05/11	01/04/13	33.251
12/09/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Abertura de Linha de Crédito para Celebração de Operações de Mútuo - Banco Sumitomo	Prestação de Garantias (Aval)	29.400	15/07/11	15/04/13	29.766
18/04/12	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Debêntures - 1ª Emissão	Prestação de Garantias (Fiança)	150.000	28/11/11	28/05/13	166.482
26/08/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Debêntures - 2ª Emissão	Prestação de Garantias (Aval)	200.000	30/05/12	30/05/14	213.538
Não tem ata devido ao valor	Não tem ata devido ao valor	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Prestação de Fiança (BNDES) - contrato nº 100412100142000	Prestação de Fiança	110.680	19/10/12	17/06/13	112.234
11/02/08	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Financiamento - BNDES	Fiança irrestrita	201.630	09/04/08	15/03/27	214.774
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057000 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	1.299	10/02/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020056900 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	847	10/02/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057200 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	542	10/02/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
03/12/12	Diretoria	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411030052800 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	663	04/03/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
11/02/08	Conselho de Administração	Ijuí	Alupar	Financiamento - BNDES	Fiança irrestrita	168.200	09/04/08	15/09/27	189.372
01/02/08	Conselho de Administração	Lavrinhas	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	111.185	11/03/09	15/04/25	113.525
14/06/10	Conselho de Administração	Lavrinhas	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	16.875	08/09/10	15/04/25	15.418
01/02/08	Conselho de Administração	Queluz	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	114.647	11/03/09	15/01/25	112.944
14/06/10	Conselho de Administração	Queluz	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	27.716	08/09/10	15/01/25	24.736
15/12/08	Assembleia Geral	STN	Alupar	Financiamento - BNB	Ratificação do Penhor de ações, haja vista que estas passaram a ser de propriedade da Alupar a partir de 26/09/2007	299.995	25/06/04	25/06/24	213.055
19/03/10	Diretoria	STN	Alupar	Contrato de abertura de crédito fixo	Crédito para aquisição de reatores, com utilização de recursos do FINAME	4.992	19/03/10	15/03/20	4.580
06/06/11	Conselho de Administração	TME	Alupar	Cédula de Crédito Comercial nº 20.00474-5	Prestação de aval e de penhor de ações	80.000	07/02/11	01/02/29	81.260
16/11/10	Conselho de Administração	TME	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 20.00487-7	Prestação de aval e de penhor de ações	87.300	27/02/12	15/06/26	83.267
13/07/10	Diretoria	Transriapé	Alupar	Cédula de Crédito Bancário	Prestação de aval para compra de ativos através de recursos do FINAME	1.187	30/06/10	15/07/20	1.187
17/12/09	Conselho de Administração	EBTE	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 09.2.1409.1	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	165.150	28/12/09	15/05/25	156.541
14/04/04	Conselho de Administração	ERTE	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 04.2.123.3.1	Penhor de Ações - garantia compartilhada	54.393	10/05/04	15/10/15	14.925
23/02/12	Conselho de Administração	ERTE	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato nº 12.2.0058.1	Penhor de Ações - garantia compartilhada + Fiança	30.129	29/03/12	15/10/26	27.919
29/10/12	Conselho de Administração	ESDE	Alupar e Cemig	Financiamento BNDES	Fiança	42.797	13/11/12	15/04/27	17.418
12/12/11	Conselho de Administração	Transchile	Alupar	Contrato Financeiro - Ações	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	US\$ 51.014	18/07/07	15/11/26	37.678
03/12/12	Conselho de Administração	Alupar	Guarupart	Debêntures - 4ª Emissão	Prestação de garantia fiança	300.000	15/05/12	30/05/27	311.086

**Remuneração da alta administração:** De acordo com a orientação contida na Deliberação CVM nº 5

## Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

31 de Dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais)

devedor dos contratos de financiamento. Caso não seja possível realizar a manutenção dos níveis de endividamento da Companhia e de suas controladas e/ou incorrer em dívidas adicionais, a Companhia e suas controladas poderão ter seus negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como os fluxos de caixa adversamente afetados. Em 31 de dezembro de 2012, a estrutura de capital consolidada da Companhia é de 47,13% de recursos próprios em contrapartida a 52,87% de capital de terceiros. A estrutura de capital consolidada da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011 é de 49,81% de recursos próprios e 50,19% de capital de terceiros. Nos mesmos períodos citados acima, a Companhia possui uma relação dívida sobre patrimônio líquido de 110,5% em 31 de dezembro de 2012 e 100,8% em 31 de dezembro de 2011. **26.5 Informações qualitativas e quantitativas sobre Instrumentos Financeiros:** Análise de sensibilidade da exposição ao hedge – Controlada TNE: No dia 29 de outubro de 2012, a controlada Ferreira Gomes celebrou com a Alubar Metais e Cabos S.A. contrato prevendo a aquisição de cabos de alumínio e autorizou a mesma a contratar uma operação de derivativo na "London Metal Exchange" (LME) em Londres, através de seu broker JP Morgan e/ou Jefferies de modo a assegurar uma determinada cotação do LME para os cabos de alumínio a serem fornecidos pela própria Alubar. Até 31 de dezembro de 2012 nenhum desembolso foi efetuado em favor da Alubar Metais. Durante o segundo trimestre de 2012, a controlada em conjunto TNE, autorizou a Alubar Metais e Cabos S.A. (fornecedor de cabos de alumínio) a contratar um hedge no "London Metal Exchange", de modo a assegurar uma determinada cotação no LME Hedge para os Cabos de Alumínio Acar 950 a serem fornecidos pela própria Alubar. Com o objetivo de garantir o pronto e integral pagamento de todos os valores referentes ao hedge e que são devidos pela TNE à Alubar, ficou definido que a TNE deveria constituir em favor da Alubar uma garantia consistente em depósito em R\$, suficiente para fazer frente ao valor de exposição do hedge. Em 31 de dezembro de 2012, a exposição do hedge era de aproximadamente R\$ 1.277, e garantia constituída pela TNE era de aproximadamente R\$ 4.040. Com a finalidade de verificar a sensibilidade da exposição do hedge na data base de 31 de dezembro de 2012, foram definidos 05 cenários diferentes, com de 25% e 50%, conforme abaixo:

Hedge - Controlada TNE	Projeção - Exposição do hedge - Um ano				
	Cenário atual	Risco de redução		Risco de aumento	
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Exposição do hedge	4.040	2.525	3.030	5.050	6.066
Análise de sensibilidade dos investimentos de curto prazo - consolidados:	Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nos investimentos de curto prazo ao qual a Companhia e as controladas estavam expostas na data base de 31 de dezembro de 2012, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 28 de dezembro de 2012, foi extraída a projeção dos indexadores SELIC/CDI e assim definindo-os como o cenário provável, a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%. Para cada cenário foi calculada a receita financeira bruta não levando em consideração incidência de impostos sobre os rendimentos das aplicações. A data-base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2012 projetando para um ano e verificando a sensibilidade do CDI com cada cenário.				

Aplicações financeiras - Consolidado	Indexador	Projeção receitas financeiras - Um ano					
		Posição em 31/12/2012	Risco de redução		Risco de aumento		
			Cenário provável	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI							
Aplicações financeiras (Equivalentes de caixa)	CDI	37.314	2.705	3.63%	5.44%	9.06%	10,88%
Aplicações financeiras (Investimentos de curto prazo)	CDI	497.025	36.034	18.017	27.026	45.043	54.051
Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros - consolidada:	Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nas dívidas aos quais a Companhia estava exposta no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, foram definidos 05 cenários diferentes. Como cenário provável, o adotado pela Companhia, o CDI e o IPCA projetados foram obtidos através do relatório FOCUS do Banco Central de 28 de dezembro de 2012; e no caso da TJLP, a taxa utilizada foi a última divulgada pelo Conselho Monetário Nacional; e a partir deste parâmetro foram calculados os cenários I e II com 25% e 50% de queda de risco e os cenários III e IV com 25% e 50% de elevação do risco, respectivamente. Para cada cenário foi calculada a despesa financeira bruta não levando em consideração incidência de impostos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data-base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2012, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.						

Empréstimos, financiamentos e debêntures (Moeda nacional) - Consolidado	Taxa de juros a.a.	Projeção despesas financeiras - Um ano					
		Posição em 31/12/2012 (*)	Risco de redução		Risco de aumento		
			Cenário provável	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI							
CDI + 0,99%		291.369	24.218	3,63%	5,44%	9,06%	10,88%
CDI + 1,30%		441.398	38.156	21.947	30.051	46.260	54.364
CDI + 1,45%		149.216	13.139	7.651	10.395	15.882	18.526
CDI + 1,85%		149.099	13.768	8.263	11.016	16.273	19.273
CDI + 0,00%		324.371	23.517	11.758	17.638	29.396	35.275
TJLP			<b>5,00%</b>	<b>2,50%</b>	<b>3,75%</b>	<b>6,25%</b>	<b>7,50%</b>
TJLP + 1,97%		30.951	2.188	1.399	1.793	2.582	2.977
TJLP + 2,08%		17.400	1.250	806	1.028	1.472	1.694
TJLP + 2,22%		263.837	19.342	12.600	15.971	22.713	26.084
TJLP + 2,2%		24.799	1.857	1.222	1.540	2.174	2.492
TJLP + 2,40%		110.344	8.298	5.473	6.885	9.710	11.123
TJLP + 2,44%		221.636	16.760	11.084	13.922	19.958	22.436
TJLP + 2,56%		28.057	2.157	1.438	1.797	2.517	2.876
TJLP + 3,17%		152.605	12.710	8.774	10.742	14.678	16.646
TJLP + 3,60%		38.172	3.352	2.363	2.857	3.846	4.340
TJLP + 4,50%		1.001	97	71	84	110	123
TJLP + 5,00%		9.520	976	726	851	1.101	1.226
TJLP + 0,00%		131	7	3	5	8	10
IPCA			<b>5,47%</b>	<b>2,74%</b>	<b>4,10%</b>	<b>6,84%</b>	<b>8,21%</b>
IPCA + 5,95%		198.740	23.343	17.584	20.463	26.222	29.102
IPCA + 7,80%		299.941	41.082	32.239	36.660	45.504	49.925
<b>Total</b>		<b>2.752.586</b>	<b>246.214</b>	<b>158.952</b>	<b>202.583</b>	<b>289.846</b>	<b>333.477</b>

(\*) refere-se ao principal das dívidas sem considerar os encargos e exceto os empréstimos e financiamentos que são remunerados com taxa fixa.

Análise de sensibilidade ao risco da moeda - consolidada: Com o objetivo de verificar a sensibilidade das dívidas em moeda estrangeira aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2012, foram definidos 05 cenários diferentes. Como cenário provável, o adotado pela Companhia, foi utilizada a projeção do dólar norte-americano para um ano com base no relatório FOCUS de 28 de dezembro de 2012, e a partir deste parâmetro foram calculados os cenários I e II com 25% e 50% de queda de risco e os cenários III e IV com 25% e 50% de elevação do risco, respectivamente.

Empréstimos e financiamentos (Moeda estrangeira) - Consolidado	Risco	Depreciação da taxa					Apreciação da taxa					
		Taxa de juros	Posição em 31/12/2012 (*)	Cenário Provável	Cenário I (-50%)		Cenário II (-25%)		Cenário III (+25%)		Cenário IV (+50%)	
					2,07	1,04	1,55	2,59	3,11			
Var. do US\$ + 5,00%		4.386	1.353	(1.626)	(137)	2.842	4.332					
Var. do US\$ + 5,50%		2.242	695	(835)	(70)	1.460	2.225					
Var. do US\$ + 5,80%		37.678	11.710	(14.077)	(1.183)	24.603	37.496					
<b>Total</b>		<b>44.306</b>	<b>13.757</b>	<b>(16.538)</b>	<b>(1.390)</b>	<b>28.905</b>	<b>44.053</b>					

(\*) refere-se ao principal das dívidas sem considerar os encargos e exceto os empréstimos e financiamentos que são remunerados com taxa fixa.

**26.6 Fatores de risco que podem afetar os negócios da Companhia e suas controladas:** Os principais fatores de risco que afetam o negócio da Companhia e de suas controladas podem ser assim descritos: **26.6.1 Risco de crédito:** Está associado a uma eventual impossibilidade da Companhia de realizar seus direitos provenientes do contas a receber de concessionárias e permissionárias; caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. a) Contas a receber de concessionárias e permissionárias: A habilidade das nossas controladas de transmissão e geração de energia elétrica de receber os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da capacidade de cobrá-los. b) Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo: Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer a da perda destes valores. Este risco é diminuído pela Administração na escolha de instituições financeiras de primeira linha (Banco do Brasil S.A., Banco Santander S.A., Banco Itaú S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A.) e sem estabelecimentos de limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras. **26.6.2 Risco de liquidez:** A Companhia apresenta uma geração de caixa suficiente para cobrir suas exigências de curto prazo e para seu programa de aquisições e investimentos. Adicionalmente, nossa gestão de riscos tem como princípio afastar eventuais riscos financeiros que possam ser adicionados aos nossos negócios. Em relação ao caixa, nossas aplicações financeiras são geridas conservadoramente, com foco na disponibilidade de recursos para fazer frente às nossas necessidades. Buscamos melhores rentabilidades sempre levando em consideração os limites de risco, liquidez e concentração das aplicações e acompanhamos regularmente as taxas contratadas comparando-as com as vigentes no mercado. É importante ressaltar, que a dívida total consolidada da Companhia de R\$ 3.448.038, a dívida de longo prazo, corresponde a 80,0% da dívida total, tendo um horizonte largo de amortização, com 52,8% dessa dívida sendo amortizada até 2018 e 27,2% após esse período. Outro ponto importante é que 78,0% da dívida consolidada refere-se ao endividamento das controladas, sendo em sua grande maioria na modalidade de project finance, captados juntos ao BNDES e outras instituições de fomento. Cerca de 16,1% da dívida total consolidada refere-se às empresas pré-operacionais. **26.6.3 Riscos de mercado:** As controladas com o Rio Claro, Jijli, Lavrinhas e Queluz possuem risco associado à escassez de água destinada à geração de energia. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é atendido por 85% de geração hidráulica. Para atenuar estes riscos, existe a figura do MRE que é um mecanismo de compartilhamento entre as regiões do SIN dos riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efeito risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidrológica desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas, o que se configura num estado de racionamento nacional declarado pelo poder público. As controladas de transmissão podem sofrer dificuldades operacionais e interrupções não previstas ocasionadas por eventos fora do seu controle. Estes eventos adversos podem ocorrer em forma de acidentes, quebra ou falha de equipamentos e/ou processos, desempenho abaixo dos níveis de disponibilidade esperados, ineficiência dos ativos de transmissão e catástrofes (explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos similares). A cobertura de seguro de nossas controladas poderá não ser suficiente para cobrir todos os custos e perdas em razão dos danos causados a seus ativos e/ou interrupções de serviço, causando um efeito adicional relevante ao negócio. Além disso, toda a receita obtida com a implementação, operação e manutenção das instalações de nossas controladas estão relacionadas à disponibilidade dos serviços. De acordo com os contratos de concessão de transmissão, as controladas estão sujeitas à redução das Receitas Anuais Permitidas ("RAP") e à aplicação de penalidades determinadas pelo nível e/ou duração da indisponibilidade dos serviços. Além disso, caso seja interrompido as operações ou não seja cumprido os padrões de qualidade previstos em nos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, as controladas poderão ser obrigadas ao pagamento de perdas e danos. Portanto, eventuais interrupções na prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica ocasionadas por eventos fora do controle das controladas de transmissão, poderá causar um efeito adverso significativo nos negócios, condição financeira e resultados operacionais das controladas. **26.6.4 Risco de taxas de câmbio:** A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto não utilizam instrumentos financeiros derivativos para proteger ou reduzir os custos financeiros das operações de financiamentos e contratos de compras vinculados à moedas estrangeiras, visto que a exposição a dívidas denominadas em moeda estrangeira na Companhia e nas suas controladas e controladas em conjunto representa apenas 1,3% do total da dívida consolidada. De acordo com suas políticas financeiras, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, não têm efetuado operações envolvendo instrumentos financeiros que tenham caráter especulativo. **26.6.5 Risco de regulação:** As atividades das controladas, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia. **26.6.6 Risco financeiro:** Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer a da perda destes valores. Este risco é diminuído pela Administração na escolha de instituições financeiras de primeira linha e com estabelecimentos de limites de concentração. **26.6.7 Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas ("covenants") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas à atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. (vide nota explicativa nº 16). **26.6.8 Risco de estrutura de capital:** Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto fazem para financiar suas operações. Para mitigar os riscos de liquidez e a otimização do custo médio ponderado do capital, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto monitoram permanentemente os níveis de endividamento de acordo com os padrões de mercado e o cumprimento de índices (covenants) previstos em contratos de empréstimos, financiamento. Em determinadas circunstâncias podem ocorrer a captação de novos empréstimos, contratações de operações de swap para evitar oscilações do custo financeiro das operações, dentre outros instrumentos que a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto julgarem necessário. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto incluem dentro da estrutura de dívida líquida os empréstimos, financiamentos e debêntures, deduzidos do caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, conforme segue:

Controlador	Consolidado			
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Empréstimos e financiamentos (Líquidos dos custos a amortizar)				
Circulante	(5.989)	(85.804)	(256.306)	(356.458)
Não circulante	(45.353)	(55.058)	(1.313.965)	(1.394.024)
Debêntures (Líquidos dos custos a amortizar)				
Circulante	(101.189)	(83.174)	(432.409)	(225.143)
Não circulante	(604.688)	(239.857)	(1.445.358)	(859.299)
Dívida total	(757.219)	(463.893)	(3.448.038)	(2.834.924)
Caixa e equivalentes de caixa	21.479	729	52.791	26.543
Investimentos de curto prazo	306.404	19.958	497.025	193.725
Títulos e valores mobiliários		170.535	86.247	265.729
Dívida líquida	(429.336)	(272.671)	(2.811.975)	(2.390.107)
Patrimônio líquido	1.634.131	1.533.133	3.074.264	2.813.321
<b>Índice de endividamento líquido</b>	<b>26,3%</b>	<b>17,8%</b>	<b>91,5%</b>	<b>85,0%</b>

**27. Informações por Segmento**

Os segmentos operacionais da Alupar consistem na atividade de transmissão e geração de energia. Os segmentos mencionados acima refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica. Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 estão apresentados de forma consolidada na tabela abaixo:

Demonsração do resultado segregado por atividade 31/12/2012	Transmissão	Geração	Holding	Subtotal	Eliminações	Total
<b>1.161.616</b>	<b>160.704</b>	-	<b>1.322.320</b>	<b>(63.680)</b>	-	<b>1.258.640</b>
(66.163)	(33.402)	-	(99.565)	3.210	(96.355)	
-	(23.316)	-	(23.316)	-	(23.316)	
(157.607)	-	-	(157.607)	22.887	(134.720)	
(5.581)	(32.370)	-	(37.951)	2.169	(35.782)	
<b>(229.351)</b>	<b>(89.088)</b>	-	<b>(318.439)</b>	<b>28.266</b>	-	<b>(290.173)</b>
<b>932.265</b>	<b>71.616</b>	-	<b>1.003.881</b>	<b>(35.414)</b>	-	<b>968.467</b>
(18.326)	(6.365)	(14.428)	(39.119)	1.659	(37.460)	
(11.558)	(3.529)	(10.119)	(25.206)	1.116	(24.090)	
(7.042)	(1.605)	(8.050)	(16.697)	419	(16.278)	
(4.924)	(312)	-	(5.236)	142	(5.094)	
(157.734)	(56.706)	(77.421)	(291.861)	13.853	(278.008)	
(141.627)	(55.605)	(76.239)	(273.471)	12.672	(260.799)	
(1.390)	(707)	499	(1.598)	(115)	(1.713)	
(14.717)	(394)	(1.681)	(16.792)	1.296	(15.496)	
16.236	2.010	28.332	46.578	(1.323)	45.255	
15.301	1.980	27.114	44.395	(1.012)	43.383	
935	30	1.218	2.183	(311)	1.872	
35.757	-	32.458	360.215	(360.215)	-	
(2)	-	148	180	-	180	
(30)	-	(4.572)	(4.592)	-	(4.592)	
<b>(147.579)</b>	<b>(66.507)</b>	<b>238.348</b>	<b>24.262</b>	<b>(344.349)</b>	<b>(320.087)</b>	
<b>784.686</b>	<b>5.109</b>	<b>238.348</b>	<b>1.028.143</b>	<b>(379.763)</b>	<b>648.380</b>	
(74.192)	(2.811)	-	(77.003)	1.144	(75.859)	
(34.269)	239	-	(34.030)	447	(33.583)	
<b>(108.461)</b>	<b>(2.572)</b>	-	<b>(111.033)</b>	<b>1.591</b>	<b>(109.442)</b>	
<b>676.225</b>	<b>2.537</b>	<b>238.348</b>	<b>917.110</b>	<b>(378.172)</b>	<b>538.938</b>	
(676.225)	(676.225)	-	(676.225)	(318.530)	(318.530)	
<b>676.225</b>	<b>2.537</b>	<b>238.348</b>	<b>917.110</b>	<b>(378.172)</b>	<b>538.938</b>	
<b>4.743.285</b>	<b>2.020.256</b>	<b>1.754</b>	<b>6.765.295</b>	<b>(308.640)</b>	<b>6.456.655</b>	
<b>209.082</b>	<b>115.943</b>	<b>3.822</b>	<b>328.847</b>	<b>(11.781)</b>	<b>317.066</b>	

Os ativos dos segmentos em 31 de dezembro de 2012 incluem "contas a receber de clientes" no montante de R\$ 1.24.146, "contas a receber ativo financeiro" no montante de R\$ 4.232.551, "estoques" no montante de R\$ 23.318, e "imobilizado" no montante de R\$ 2.076.841. Os passivos dos segmentos em 31 de dezembro de 2012 não incluem "empréstimos, financiamentos e debêntures" no montante de R\$ 3.448.038, "impostos a recolher" no montante de R\$ 80.159, "dividendos a pagar" no montante de R\$ 120.314, "provisões para litígios" no montante de R\$ 7.871, "adiantamento para futuro aumento de capital" no montante de R\$ 24.358, e "imposto de renda e contribuição social diferidos" no montante de R\$ 383.984. Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 estão apresentados de forma consolidada na tabela abaixo:

Demonsração do resultado segregado por atividade 31/12/2011	Transmissão	Geração	Holding	Subtotal	Eliminações	Total
<b>1.208.163</b>	<b>147.920</b>	-	<b>1.356.083</b>	<b>(142.438)</b>	-	<b>1.213.645</b>
(65.374)	(13.368)	-	(79.102)	4.923	(64.179)	
(46.371)	-	-	(46.371)	-	(46.371)	
(321.493)	-	-	(321.493)	83.567	(237.926)	
(1.975)	(21.718)	-	(23.693)	60	(23.633)	
<b>(389.202)</b>	<b>(81.457)</b>	-	<b>(470.659)</b>	<b>88.550</b>	-	<b>(382.109)</b>
<b>818.961</b>	<b>66.463</b>	-	<b>885.424</b>	<b>(53.888)</b>	-	<b>831.536</b>
(14.723)	(17.540)	(13.657)	(45.920)	828	(45.092)	
(12.808)	(6.950)	(9.776)	(29.206)	556	(28.650)	
(5.502)	(94					