

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, n. 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: Transminas Holding S.A. (controladora da Transleste, Transirapé e Transudeste) e Alupar Inversiones Peru.

A Companhia é diretamente controlada pela Guarupart Participações Ltda. (“Guarupart”).

Dados das empresas controladas:

Concessões de linhas de transmissão

A Companhia possuía 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 Transmisión S.A. (“Transchile”) fosse efetuado. 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	Prazo da Concessão		RAP/RBNI (Ciclo 2012-2013) (**)
	Início	Fim	
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP	jun/01	jun/31	72,8
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. - EATE	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	33,1
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 Transmisión S.A.	Não aplicável		Não aplicável
Total			1.188,4

(*) Empresas pré-operacionais

(**) Em milhões 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 e 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
Ijuí Energia S.A.	ago/06	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 termoeletricas 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 Müller 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.

Ijuí Energia S.A. (“UHE São José” ou “UHE Ijuí”)

A Ijuí com 51,0 MW de Potência instalada, localizada no rio Ijuí, nos municípios de Salvador 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 para a 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 21MW.

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 localiza-se no Rio Araguari, nos municípios de Araguari 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 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 Aneel n.o 07/2011, 204,4 MW de energia eólica para entrega a partir de janeiro de 2016. Alupar e Furnas construirão 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	27,0
Santa Catarina	16,0
São Clemente	19,2
Total	204,4

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 energia; 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 findos 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 perfazerem 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 pelos auditores independentes.

A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores 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 cauções e depósitos judiciais do ativo circulante e não circulante no montante de R\$ 373 e 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 a rubrica de custos dos serviços prestados.

2.3. Moeda Funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

2.4.1 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.

2.4.2 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. Critérios 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 do 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 às 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
Controladas diretas:			
Alupar Inversiones Peru	Holding	100,00	100,00
Transminas 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
Ijuí Energia S.A.	Geração	50,01	50,01
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	Geração	35,01	25,01
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	Geração	35,01	25,01
Ferreira Gomes Energia S.A	Geração	99,99	99,99
Genpower termoeletricas e participações S.A.	Geração	51,00	51,00
Risaralda Energía 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
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC	Transmissão	20,00	20,00
Transnorte Energia S.A. - TNE	Transmissão	51,00	51,00
ACE Comercializadora Ltda	Comercializadora	100,00	100,00
AF Energia	Serviços	100,00	100,00
Controladas indiretas:			
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE (*)	Transmissão	25,51	25,51
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (*)	Transmissão	40,02	40,02
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC (*)	Transmissão	40,02	40,02
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste (**)	Transmissão	28,71	28,71
Companhia Transirapé de Transmissão - Transirapé (**)	Transmissão	28,71	28,71
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste (**)	Transmissão	28,71	28,71
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 Transminas 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 tem a intenção e a capacidade de mantê-los até o vencimento. Esses ativos são mensurados 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 reconhecidos 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, um 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 a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente na rubrica de “reserva de disponíveis para venda”, no resultado abrangente, sendo transferidos para o resultado do exercício no momento da sua realização. Os efetivos provenientes de perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários, são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Os investimentos de curto prazo e títulos e valores mobiliários são classificados como disponível para venda, em função de não terem sido constituídos com o objetivo de serem negociados no curto prazo, não terem a característica de derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, e a também pelo fato da administração da Companhia não ter a intenção de mantê-los até o vencimento.

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, não houve nenhuma alteração relevante no valor justo que devesse ter sido reconhecida no patrimônio líquido.

Estão representados por investimentos com vencimento superior a três meses na data de sua aquisição são classificados na rubrica investimentos de curto prazo.

3.1.3. Contas a receber de clientes

A Companhia e suas controladas classificam os saldos de Contas a receber de clientes, como instrumentos financeiros “recebíveis”. Recebíveis são representados por instrumentos financeiros não derivativos com recebimentos fixos, e que não estão cotados em um mercado ativo. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, por ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação ou por créditos de liquidação duvidosa.

3.1.3.1. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa, quando aplicável, está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos. O critério utilizado pela Companhia e suas controladas é o de se efetuar análise individual sobre as contas julgadas de difícil recebimento.

3.1.4. Provisão para redução ao provável valor de recuperação de ativos financeiros

Ativos financeiros são avaliados a cada data de balanço para identificação de eventual indicação de redução no seu valor de recuperação dos ativos (*impairment*). Os ativos são considerados irre recuperáveis quando existem evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o seu reconhecimento inicial e que tenham impactado o seu fluxo estimado de caixa futuro.

3.1.5. Baixa de ativos financeiros

A Companhia e suas controladas baixam seus ativos financeiros quando expiram os direitos contratuais sobre o fluxo de caixa desse ativo financeiro, ou quando substancialmente todos os riscos e benefícios desse ativo financeiro são transferidos à outra entidade. Caso a Companhia e suas controladas mantenham substancialmente todos os riscos e benefícios de um ativo financeiro transferido, esse ativo financeiro é mantido nas demonstrações contábeis e um passivo é reconhecido por eventuais montantes recebidos na transação.

3.1.6. Contratos de concessão

Os contratos de concessão estabelecem que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas enquadradas nas concessões não são reconhecidas pelo operador como ativos fixos tangíveis ou como uma locação financeira, uma vez que se considera que o operador não controla os ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo concedente no âmbito do contrato:

Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o operador tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual é registrado ao custo amortizado.

Este modelo se aplica às nossas concessionárias de transmissão de energia elétrica.

3.2 Investimentos

Os investimentos da Companhia em suas controladas são avaliados com base no método de equivalência patrimonial.

3.3 Imobilizado

A vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos na Resolução ANEEL nº. 474, de 07 de fevereiro de 2012.

A depreciação é calculada pelo método linear, por componente, com base nas taxas divulgadas na nota explicativa nº11. Estas taxas de depreciação levam em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens na data base de 31 de dezembro de 2012.

O entendimento da Administração da Companhia é que no advento do termo final do contrato de concessão, os bens e as instalações vinculados à produção de energia elétrica, passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por auditoria da ANEEL.

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo são incluídos na demonstração do resultado, no exercício em que o ativo for baixado.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são atualizados conforme revisões efetuadas pela ANEEL, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

3.4 Intangível

Ativos intangíveis adquiridos separadamente são mensurados ao custo no momento do seu reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são apresentados ao custo, menos amortização acumulada e perdas acumuladas de valor recuperável.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisadas no mínimo ao final de cada exercício social. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na rubrica de outras despesas líquidas, consistente com a utilização do ativo intangível.

Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, quando existentes, são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo.

O saldo do ativo intangível da Companhia e suas controladas estão compostos por:

Direito de concessão – uso do bem público

O ativo intangível das controladas Ijuí, Foz e Ferreira Gomes, compreendem o direito das controladas operarem como concessionária de Uso do Bem Público (UBP) na produção e comercialização de energia elétrica, conforme contrato de concessão, as quais pagarão por este direito pelo prazo de concessão.

A vida útil desse intangível é avaliada como definida, pelo prazo de 35 anos, conforme o período de concessão.

Ativos intangíveis adquiridos de terceiros (ágio) e desenvolvimento de projetos

Referem-se ao ágio decorrente dos ativos adquiridos de terceiros, inclusive por meio de combinação de negócios, e os projetos de UHE's, PCH's, Usinas Eólicas, entre outros. Além disso, para desenvolvimento destes e para os demais projetos a Companhia incorre em custos pré-operacionais inerentes ao processo de desenvolvimento de tais projetos, como a contratação de serviços de engenharia, viagens e outros. Após a autorização/permissão/concessão das licenças para instalação, os projetos desenvolvidos são alocados às Sociedades de Propósito Específicos – SPE's controladas que reembolsarão todos os gastos incorridos à Companhia.

Os gastos incorridos em um projeto que porventura se torne passível de não instalação, são revertidos para o resultado da Companhia. Estas reversões são baseadas em avaliações da administração.

3.5 Provisão para redução ao provável valor de realização dos ativos não circulantes ou de longa duração

A administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Em 2012 e 2011 não foram identificados tais eventos ou circunstâncias nas atividades da Companhia e suas controladas. Uma perda é reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo ou grupo de ativos de longa duração. O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (a) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (b) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa. O gerenciamento dos negócios da Companhia e das suas controladas considera que todas as usinas e as linhas de transmissão compõem uma única unidade geradora de caixa.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos, que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

3.6 Provisões

Provisões são reconhecidos quando a Companhia e suas controladas possuem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, cuja liquidação seja considerada como provável e seu montante possa ser estimado de forma confiável. A despesa relativa à qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado.

O montante reconhecido como uma provisão é a melhor estimativa do valor requerido para liquidar a obrigação na data do balanço, levando em conta os riscos e incertezas inerentes ao processo de estimativa do valor da obrigação.

3.6.1 Provisões para litígios

A Companhia e suas controladas são parte de diversos processos judiciais e administrativos. Provisões são constituídas para todos os litígios referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

3.6.2 Provisões para compensações ambientais

Em função das suas atividades, as controladas da Companhia constituíram provisões para compensações ambientais. Estas obrigações estão relacionadas a investimentos em unidades de conservação assumidos durante o processo de licenciamento do empreendimento. A contrapartida desta provisão foi registrada na rubrica do imobilizado.

3.6.3 Provisões de constituição dos ativos

As provisões de constituição de ativos contemplam obrigações assumidas em obras a serem finalizadas, e que estão relacionadas a um determinado projeto que já entrou em operação.

3.7 Passivos financeiros – reconhecimento inicial e mensuração subsequente

São quaisquer passivos que sejam obrigações contratuais (i) que determinem a entrega de caixa ou de outro ativo financeiro para outra entidade ou, ainda, (ii) que determinem uma troca de ativos ou passivos financeiros com outra entidade em condições desfavoráveis à Companhia e suas controladas. Passivos financeiros ainda incluem contratos que serão ou poderão ser liquidados com títulos patrimoniais da própria entidade.

Os passivos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: passivo financeiro ao valor justo por meio do resultado; empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. Esta classificação depende da natureza e do propósito do passivo financeiro, os quais são determinados no seu reconhecimento inicial.

Os instrumentos financeiros da Companhia e de suas controladas são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e, no caso de empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis: são atualizados pela variação monetária, de acordo com os índices determinados em cada contrato, incorridos até a data do balanço em adição aos juros e demais encargos contratuais, os quais são registrados em despesas financeiras, utilizando o método de taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método de taxa de juros efetivos. As controladas operacionais e a Companhia apropriam os custos com empréstimos resultado do exercício, quando incorridos. Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso são capitalizados como parte dos custos do correspondente ativo.
- Fornecedores: inclui obrigações com fornecedores de energia, materiais e serviços, bem como a compra de energia de curto prazo adquirida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e a tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD.

3.7.1 Liquidação de passivos financeiros

A Companhia liquida os passivos financeiros somente quando as obrigações são extintas, ou seja, quando são liquidadas, canceladas pelo credor ou prescritas de acordo com disposições contratuais ou legislação vigente.

Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

3.8 Instrumentos financeiros – apresentação líquida

Ativos e passivos financeiros são apresentados líquidos no balanço patrimonial se, e somente se, houver um direito legal corrente e executável de compensar os montantes reconhecidos e se houver a intenção de compensação, ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

3.9 Tributação

3.9.1. Impostos sobre as vendas

As receitas de vendas das controladas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) – 0,65% e 1,65%;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - 3,00% e 7,6%;
- Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) - alíquota de acordo com o Estado aonde a energia é faturada.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

3.9.2. Imposto de renda e contribuição social - correntes

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é calculada de acordo com legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$240 no exercício base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável, exceto as controladas, ERTE, STC, Lumitrans, Transirapé, Transleste, Transudeste, ETEM, TME, ETVG, ETES, Queluz e Lavrinhas, que estão sob o regime de apuração pelo lucro presumido. O imposto de renda e a contribuição social corrente são reconhecidos pelo regime de competência. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado.

3.9.3. Imposto de renda e contribuição social - diferidos

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados.

O valor contábil dos impostos diferidos ativos é revisado em cada data do balanço e baixado na extensão em que não é mais provável que lucros tributáveis estarão disponíveis para permitir que todo ou parte do ativo tributário diferido venha a ser utilizado. Impostos diferidos ativos baixados são revisados a cada data do balanço e são reconhecidos na extensão em que se torna provável que lucros tributários futuros permitirão que os ativos tributários diferidos sejam recuperados.

Caso a estimativa de lucros tributáveis futuros indique que os impostos diferidos ativos não serão recuperados, a Companhia e suas controladas registram provisão para redução ao seu provável valor de realização. Esta análise é fundamentada na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, determinada em estudo técnico aprovado pelos órgãos de administração da Companhia.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à taxa de imposto que é esperada de ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas taxas de imposto (e lei tributária) que foram promulgadas na data do balanço.

Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido, e não na demonstração do resultado. Itens de imposto diferido são reconhecidos de acordo com a transação que originou o imposto diferido, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos serão apresentados líquidos se 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 datas 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 registrados 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. As quantias 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 ICPC 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 infra-estrutura
- 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 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 ações 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. Consequentemente 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 dos 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 e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada 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 basearam-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 resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas 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 venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento 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 melhorarão 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 perdas 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 negócios internacionais, bem como a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

Julgamento significativo da administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

3.18.4 Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

3.18.5 Provisão para Litígios

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

3.18.6 Contabilização de contratos de concessão

Na contabilização dos contratos de concessão a Companhia efetua análises que envolvem o julgamento da Administração, substancialmente, no que diz respeito a: aplicabilidade da interpretação de contratos de concessão, determinação e classificação dos gastos de construção, ampliação e reforços como ativo financeiro.

3.18.7 Momento de reconhecimento do ativo financeiro

A Administração da Companhia e de suas controladas avaliam o momento de reconhecimento dos ativos financeiros com base nas características econômicas de cada contrato de concessão. A contabilização de adições subsequentes ao ativo financeiro somente ocorrerão quando da prestação de serviço de construção relacionado com ampliação/melhoria/reforço da infraestrutura que represente potencial de geração de receita adicional. Para esses casos, a obrigação da construção não é reconhecida na assinatura do contrato, mas o será no momento da construção, com contrapartida de ativo financeiro.

3.18.8 Determinação da taxa efetiva de juros do ativo financeiro

A taxa efetiva de juros é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida esperada do instrumento.

3.18.9 Determinação das receitas de infraestrutura

As controladas abrangidas pelo escopo do ICPC 01, registram a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 17 e CPC 30. De acordo com a regulação do setor elétrico brasileiro, a concessionária de geração ou transmissão é responsável pela construção do respectivo empreendimento, e dessa forma é reconhecida a receita de infraestrutura pelo valor justo e os respectivos custos transformados em despesas relativas ao serviço de construção, por consequência, apurar margem de lucro, se houver. Na contabilização das receitas de construção a Administração da Companhia e de suas controladas avaliam questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação de serviços de construção, mesmo nos casos em que haja a terceirização dos serviços, custos de gerenciamento e/ou acompanhamento da obra, levando em consideração que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de construção mais determinadas despesas do período de construção. Todas as premissas descritas são utilizadas para fins de determinação do valor justo das atividades de construção.

3.18.10 Determinação das receitas de operação e manutenção

Quando a concessionária presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo e os respectivos custos, conforme estágio de conclusão do contrato.

3.19 Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas pelo método indireto e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM n°. 547, de 13 de agosto de 2008, que aprovou o pronunciamento contábil CPC 03 (IAS 7) – Demonstração dos Fluxos de Caixa, emitido pelo CPC.

3.20 Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e suas controladas e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia e suas controladas, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações contábeis individuais e como informação suplementar às demonstrações contábeis consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações contábeis e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia e suas controladas, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

3.21 Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição. Para cada combinação de negócio, a Companhia mensurou a participação de não controladores na adquirida pela parte que lhes cabe no valor justo dos ativos identificáveis líquidos das adquiridas. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente é reconhecida a valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo são reconhecidas na demonstração do resultado ou em outros resultados abrangentes. Se a contraprestação contingente for classificada como patrimônio, não é reavaliada até que seja finalmente liquidada no patrimônio.

Para algumas investidas a Companhia adquire o controle após a fase pré-operacional sem transferência de contraprestação. Este fato se dá em função de alguns direitos de veto de não controladores deixarem de ser relevantes no momento em que a empresa entra em operação.

A partir de 01 de janeiro de 2012 a Companhia passou a consolidar de forma integral a controlada ECTE. Este procedimento de consolidação passou a ser adotado em função do acordo de acionistas firmado entre a Companhia e a MDU Resources Luxemburgo II LLC (“MDU”) prever que após a primeira transferência de ações a MDU obriga-se a votar em bloco com a Companhia em todas as matérias de Assembleias Gerais Ordinárias e/ou Extraordinárias. Não houve ajustes relevantes no valor justo dos ativos e passivos registrados e não foram identificados ativos intangíveis.

4. Pronunciamentos técnicos revisados pelo CPC em 2012

4.1. Pronunciamentos que entraram 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 pela 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.

- ICPC 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.
- ICPC 09(R1) - Demonstrações contábeis individuais, demonstrações separadas, demonstrações consolidadas e aplicação do método da equivalência patrimonial - Deliberação CVM nº 687 de 04 de outubro 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 resultado 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. A 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. 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, demonstração do resultado e demonstração do fluxo de caixa em 31 de dezembro de 2012, em função da adoção deste CPC é como segue:

Controlada	Balanco Patrimonial				
	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Participação de Acionistas não Controladores
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	86	18	98	59
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 Charrúa Transmisión S.A.	7.457	92.798	7.765	34.398	58.092
	<u>59.778</u>	<u>302.846</u>	<u>25.447</u>	<u>150.028</u>	<u>187.149</u>

Controlada	Demonstração do resultado				
	Receita Operacional Líquida	Custos e Despesas Operacionais	Resultado Financeiro	Tributos e Contribuições Sociais	Participação de Acionistas não Controladores
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 Charrúa Transmisión S.A.	6.999	(4.718)	(1.828)	230	683
	<u>63.680</u>	<u>(31.602)</u>	<u>(13.030)</u>	<u>(1.591)</u>	<u>17.457</u>

- 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 participações não registradas contabilmente. 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
<u>Caixa e equivalente de caixa:</u>				
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
	<u>21.479</u>	<u>729</u>	<u>52.791</u>	<u>26.543</u>
	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<u>Investimento de curto prazo:</u>				
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	-
	<u>306.404</u>	<u>19.958</u>	<u>497.025</u>	<u>152.545</u>

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 resgate antecipado, e são considerados instrumentos financeiros mensurados ao valor justo em contrapartida 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
Composição da carteira		
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	20.542
Total - FI Energia	292.190	170.731
Registrado em títulos e valores mobiliários	-	170.535
Registrado em investimentos de curto prazo	292.190	196
Total - FI Energia	292.190	170.731

6. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Circulante		
Alupar Investimento S.A. (a)	-	170.535
Empresa Brasileira de Transmissão 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 Transirapé de Transmissão (d)	2.040	-
Companhia Transudeste de Transmissão (d)	888	-
	<u>8.292</u>	<u>177.967</u>
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 (b)	3.002	2.138
Empresa Paraense 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
Ijuí 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 Transleste de Transmissão (b)	-	2.852
Companhia Transirapé de Transmissão (b)	-	1.902
Companhia Transudeste de Transmissão (b)	-	827
Transchile Charrua Transmission S.A. (b)	2.640	-
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC (b)	-	4.514
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (b)	-	2.098
	<u>77.955</u>	<u>87.762</u>

- a) Os Títulos e valores mobiliários registrado 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 esta 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 as 5 “tranches” 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 sujeito 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
<u>Circulante</u>		
Transmissão de energia elétrica	105.441	102.061
Suprimento de energia elétrica	18.705	17.804
	<u>124.146</u>	<u>119.865</u>

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
<u>Circulante</u>				
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	23.347
PIS	-	-	2.537	2.070
COFINS	-	-	12.598	10.455
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	303	113
Outros	-	-	1.906	4.912
	<u>21.649</u>	<u>17.245</u>	<u>47.782</u>	<u>59.370</u>
<u>Não circulante</u>				
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	-	-	239	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>23.065</u>	<u>32.170</u>

9. Ativo financeiro da concessão

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Circulante</u>		
Ativo financeiro da concessão ICPC 01	1.010.364	881.027
	<u>1.010.364</u>	<u>881.027</u>
<u>Não circulante</u>		
Ativo financeiro da concessão ICPC 01	3.222.187	3.025.556
	<u>3.222.187</u>	<u>3.025.556</u>
Total do ativo financeiro de concessão	<u>4.232.551</u>	<u>3.906.583</u>

As taxas efetivas de juros aplicadas no ativo financeiro das controladas variavam de 8,24% à 34,4% em 31 de dezembro de 2012 (6,98% à 33,05% em 31 de dezembro de 2011).

A movimentação do ativo financeiro de concessão é como segue:

Movimentação do ativo financeiro de concessão:	
Saldo em 31 de dezembro de 2010	3.274.805
Receita de transmissão de energia	99.719
Remuneração do ativo de concessão	790.090
Receita de infra-estrutura	237.926
Ativo financeiro adquirido em transação de capital	328.194
Recuperação do ativo financeiro (baixa)	(824.151)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	3.906.583
Receita de transmissão de energia	119.332
Remuneração do ativo de concessão	915.115
Receita de infra-estrutura	134.720
Ativo financeiro adquirido em transação de capital	118.138
Recuperação do ativo financeiro (baixa)	(961.337)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	4.232.551

Em 31 de dezembro de 2012, não há itens vencidos registrados no ativo financeiro de concessão.

Ativo financeiro da concessão

Os serviços públicos de transmissão de energia elétrica prestados pelas controladas da Companhia são regulamentados pelos contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados com a União – Poder Concedente. Estes contratos de concessão estabelecem os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados. Estes contratos estabelecem também, que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização.

A Resolução Normativa ANEEL nº. 474 de 07 de fevereiro de 2012 estabeleceu novas taxas de depreciação anuais para ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2012. A controladas da Companhia realizou os cálculos para determinar a nova estimativa de valor da indenização dos bens reversíveis ao término da vigência do contrato de concessão do montante atribuível ao ativo financeiro, não resultando impactos relevantes às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2012.

Sendo assim, com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de transmissão de energia elétrica das controladas e controladas em conjunto da Companhia, decidiu-se pela aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão nestas controladas e controladas em conjunto. A Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, indica as condições para a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão de energia elétrica, abrangendo a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

As infraestruturas construídas da atividade de transmissão que estavam originalmente representadas pelos ativos imobilizados das controladas e controladas em conjunto são, ou serão, recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- Parte através da Receita Anual Permitida – RAP recebida durante o prazo definido pelo contrato de concessão;
- Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa, considerando - se que esta parcela do ativo financeiro é garantida no contrato de concessão, e está incluída no modelo de fluxo de caixa, além de ser reconhecida, como premissa conservadora adotada pela administração, pelo seu valor residual avaliada ao custo histórico.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade dos serviços concedidos.

Critério de reajuste das tarifas de transmissão

Os contratos de concessão estabelecem os valores de receita que as controladas de transmissão receberão ao longo do período de concessão, sendo tais valores estáveis e previsíveis. A RAP é contratada junto ao poder concedente na outorga das concessões e está sujeita à disponibilidade das linhas de transmissão, e não ao volume de energia transmitida. Segundo os contratos de transmissão das controladas, as RAPs são ajustadas anualmente, no mês de julho, pela variação anual do IGP-M ou IPCA, conforme contrato. As controladas ETEM, ETES, ETVG, TME e TNE estão sujeitas a uma revisão tarifária a cada 5 anos, até que complete o 15º ano de concessão, o que implica em um reajuste adicional relacionado essencialmente à variação do custo de dívida, atrelado apenas à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo (“TJLP”) (calculado pela média móvel de cinco anos dessa taxa), conforme regido nos editais de licitação das linhas de transmissão. Os contratos de concessão da EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP, ETES, STN, Transirapé, Transleste, Transudeste, Lumitrans e STC dispõem que a partir do 16º ano de operação comercial a RAP será reduzida em 50% do valor vigente no 15º ano até o final do prazo de concessão. O contrato de concessão da EBTE dispõem RAP linear durante todo o prazo da concessão.

Os contratos de concessão outorgados pela ANEEL, anteriores à publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 230, de 12 de setembro de 2006, que foi revogada pela Resolução Normativa nº. 490, de 29 de maio de 2012, não contêm previsão que autoriza a revisão tarifária periódica da RAP. Isso porque os respectivos editais de licitação não continham tal previsão, permitindo aos licitantes que projetassem a RAP constante de suas propostas financeiras sem levar em consideração eventuais revisões periódicas.

Reforços, Melhorias e Receita em função destas obras

O Poder Concedente poderá alterar, unilateralmente, os contratos de concessão, inclusive quando houver alteração do projeto ou das especificações anteriormente previstas (reforços). À concessionária é garantido o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e, consequentemente, é conferida uma receita adicional para amortização dos investimentos realizados para a implementação de tais alterações.

Já as melhorias, em tese, encontram-se abrangidas pelo objeto de cada concessão e servem para a continuidade da prestação do serviço adequado. Melhoria compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, de acordo com o respectivo contrato de concessão e os Procedimentos de Rede. Os custos incorridos com melhorias devem ser registrados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, para que sejam considerados nas revisões da RAP subsequentes.

Reforço é a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas previamente pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação. Determinadas espécies de reforços poderão ser implementadas diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem a autorização prévia da ANEEL, desde que haja solicitação do ONS motivada por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN.

Características do Contrato de Concessão das Controladas - Transmissão

Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (EATE): Por meio do Contrato de Concessão nº 42/2001, de 12 de junho de 2001, foi outorgada à controlada EATE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo as linhas de transmissão de 500 kV entre as subestações seccionadoras Tucuruí, Marabá, Imperatriz e Presidente Dutra e Açailândia.

Sistema de Transmissão do Nordeste S.A. (STN): Por meio do Contrato de Concessão nº 05/2004, de 18 de fevereiro de 2004, foi outorgada à controlada STN pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo as Linhas de Transmissão em 500 kv, Teresina II – Sobral III – C2, com origem no Estado do Piauí e término no Estado do Ceará, com extensão de 334 Km e Sobral II – Fortaleza II – C2, no Estado do Ceará, com extensão de 212 KM.

Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. (ETES): Por meio do Contrato de Concessão nº 006/2007, de 20 de abril de 2007, foi outorgada à controlada ETES pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 230 kv, com extensão de 107 km, composta pela linha de transmissão Mascarenhas – Verona, localizadas no Estado do Espírito Santo.

Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (ETEP): Por meio do Contrato de Concessão nº 43/2001, de 12 de junho de 2001, foi outorgada à controlada ETEP 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 de 345/138 Kv, com origem na subestação de Tucuruí (ampliação) e término na subestação de Vila do Conde (ampliação), no Estado do Pará.

Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (ENTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 85/2002, de 11 de dezembro de 2002, foi outorgada à controlada ENTE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo duas linhas de transmissão de 500 kV cada uma, sendo a primeira com origem na subestação de Tucuruí (ampliação) e término na subestação Marabá (ampliação), ambas no estado do Pará e a segunda com origem na subestação de Marabá e término na subestação de Açailândia (ampliação), no Estado do Maranhão.

Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. (ERTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 83/2002, de 11 de dezembro de 2002, foi outorgada à controlada ERTE 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 de 230 kV, com 179 km de extensão, com origem na subestação de Vila do Conde (ampliação) e término na subestação de Santa Maria (ampliação), ambas no Estado do Pará.

Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (ECTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 88/2000, de 1º de novembro de 2000, foi outorgada à controlada ECTE 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 de 525 kv, com extensão de 252,5 km, com origem na subestação de Campos Novos (ampliação) e término na subestação de Blumenau (ampliação) no Estado de Santa Catarina.

Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. (ETEM): Por meio do Contrato de Concessão nº 005/2010, de 12 de julho de 2010, foi outorgada à controlada ETEM pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Linha de Transmissão em 230 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 130 Km, com origem na Subestação Nobres, localizada no Estado de Mato Grosso e termino na Subestação Cuibá, localizada no Estado de Mato Grosso; segundo circuito simples com extensão aproximada de 105 km, origem na Subestação Nova Mutum e término na Subestação de Nobres localizada no Estado de Mato Grosso.

Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME): Por meio do Contrato de Concessão nº 025/2009, de 19 de novembro de 2009, foi outorgada à controlada TME pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Linha de Transmissão em 500 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 348 Km, com origem na Subestação Jauru, localizada no Estado de Mato Grosso e termino na Subestação Cuibá, localizada no Estado de Mato Grosso; pela Subestação Jauru em 500/230 kv – 750 MVA.

Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. (ETVG): Por meio do Contrato de Concessão nº 018/2010, de 23 de dezembro de 2010, foi outorgada à controlada ETVG pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Subestação Várzea Grande, em 230/138 kv.

Companhia Transmissora de Energia Elétrica (Lumitrans): Por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004, de 18 de fevereiro de 2004, foi outorgada à controlada Lumitrans 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 de 525 kv, com extensão de 51 km, com origem na subestação de Machadinho e término na subestação de Campos Novos, ambas no estado de Santa Catarina.

Sistema de Transmissão Catarinense S.A. (STC): Por meio do Contrato de Concessão nº 006/2006, de 27 de abril de 2006, foi outorgada à controlada STC 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 Barra Grande - Lages, circuito duplo, com extensão aproximada de 96 km, com origem na subestação Barra Grande e término na subestação Lages; linha de transmissão Lages - Rio do Sul, circuito duplo, com extensão aproximada de 99 km, com origem na nova subestação de Lages e término na nova subestação Rio do Sul, todas localizadas no Estado de Santa Catarina.

Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. (EBTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 11/2008, de 16 de outubro de 2008, foi outorgada à controlada EBTE 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 230 kV, composto pelas linhas de transmissão, Juína-Maggi, circuito duplo, com 215 km de extensão, interligando a nova subestação de Juína à subestação de Maggi; linha de transmissão Maggi-Juba, circuito duplo, com 232 km de extensão, com origem na subestação de Maggi e término na subestação de Juba; linha de transmissão Maggi-Parecis, circuito duplo, com 106 km de extensão, com origem na subestação de Maggi e término na nova subestação de Parecis e a linha de transmissão Nova Mutum-Sorriso-Sinop, circuito simples, com 222 km de extensão, interligando as subestações de Nova Mutum, Sorriso e Sinop, todas localizadas no Estado de Mato Grosso.

Companhia Transleste de Transmissão (Transleste): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 009/2004 - ANEEL, datado de 18 de fevereiro de 2004, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transleste a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 345 kV, com 138 km de extensão, tendo origem na subestação de Montes Claros, e término na nova subestação Seccionadora de Irapé, ambas no Estado de Minas Gerais.

Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 012/2005, lote B - ANEEL, datado de 15 de março de 2005, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transirapé a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 230 kV, com 61 km de extensão, tendo origem na subestação de Irapé, e término na nova subestação de Araçuaí 2, ambas no Estado de Minas Gerais.

Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 005/2005, lote F - ANEEL, datado de 04 de março de 2005, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transudeste a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e 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, compreendidos 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
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:								
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
Ijuí 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 termelétricas 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
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:						
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
Ijuí 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 termelétricas 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
	1.014.663	264.322	95.000	(181.372)	252.977	1.445.590
Terrenos	5.686	70	-	-	-	5.756
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:

31/12/2012												
Empresas controladas / coligadas	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia			Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	AFAC Alupar Não Integralizado	Participação da Alupar		Dados das controladas / coligadas			
		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)
Transninas 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
Ijuí 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 termelétricas 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 Paranaense 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 Vazee 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	28.767.708	-	28.767.708	118.556	-	51,00%	60.464	14.284	204.602	86.046	1.394
					3.224.546	393.666		<u>2.016.402</u>				

31/12/2011												
Empresas controladas / coligadas	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia			Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	AFAC Alupar Não Integralizado	Participação da Alupar		Dados das controladas / coligadas			
		Ordinárias	Preferenciais	Total			no capital social	no patrimônio líquido	Receita líquida	Ativo	Passivo	Resultado do exercício
Alupar Inversiones Peru	625.179	625.178	-	625.178	(1.041)	-	99,99%	(1.041)	-	279	1.330	(1.098)
Transninas Holding S.A.	44.860.000	31.409.499	499	31.409.998	91.031	-	70,02%	63.740	-	93.361	2.330	15.998
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	41.008.194	-	41.008.194	70.063	35.000	50,01%	70.040	41.193	403.515	298.452	(6.347)
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	42.058.404	-	42.058.404	68.185	60.000	50,01%	94.098	39.320	483.098	354.913	(1.691)
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	10.959.036	-	10.959.036	48.562	-	25,01%	12.146	33.620	247.903	199.341	4.256
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.135	11.300.318	-	11.300.318	48.137	-	25,01%	12.039	33.787	302.964	254.827	1.019
Ferreira Gomes Energia S.A.	118.081.525	118.081.525	-	118.081.525	117.626	-	99,99%	117.624	-	351.043	233.417	(466)
Genpower termelétricas e participações S.A.	1.200	612	-	612	(137)	-	51,00%	(70)	-	99	286	(138)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	180.000.010	46.020.150	44.011.570	90.031.720	788.319	-	50,02%	394.228	278.663	1.337.593	540.274	204.314
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	198.000.000	100.979.997	-	100.979.997	369.072	-	51,00%	188.227	126.159	688.547	319.475	79.729
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	29.064.000	29.064.000	-	29.064.000	47.650	-	99,99%	47.650	15.545	91.902	44.252	12.253
Empresa Paranaense de Transmissão de Energia S.A.	45.000.010	13.505.150	9.001.844	22.506.994	168.858	-	50,02%	84.455	63.533	278.910	110.052	45.035
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	100.840.000	50.431.144	-	50.431.144	338.579	-	50,01%	169.327	143.398	599.870	261.291	95.081
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	32.645.372	18.475.367	-	18.475.367	76.278	-	50,01%	38.149	57.796	125.372	49.094	18.406
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	42.095.000	17.896.575	-	17.896.575	114.882	-	42,51%	48.798	58.999	233.303	118.621	30.011
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	32.001.000	22.578.506	-	22.578.506	38.990	-	60,00%	23.394	72.657	85.914	46.924	2.855
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	80.000.000	40.479.999	-	40.479.999	103.336	-	46,00%	47.535	178.125	290.971	187.635	14.410
Empresa de Transmissão de Vazee Grande S.A.	2.001.000	7.300.997	-	7.300.997	6.403	-	99,99%	6.403	7.088	9.220	2.817	102
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	28.070.000	4.572.179	-	4.572.179	43.848	-	15,00%	6.577	16.411	101.527	57.679	7.759
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	61.360.000	15.668.000	-	15.668.000	111.345	-	20,00%	22.271	31.861	238.979	127.634	12.392
								<u>1.445.590</u>				

Transação de capital ocorridas no exercício de 2012

A Companhia efetuou transação de capital envolvendo as seguintes empresas: Transchile, ECTE, Queluz, e Lavrinhas. Estas transações estão sendo divulgadas na nota explicativa nº 18

Controladas em conjunto

A Companhia consolidada de forma proporcional as controladas Transudeste, TNE, 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, os principais saldos contábeis destas controladas em 31 de dezembro de 2012 e 2011 são os seguintes:

31/12/2012				
Empresa controlada	Ativo	Passivo	Receita líquida	Resultado do exercício
Companhia Transudeste de Transmissão	110.840	57.023	19.001	11.853
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	310.588	180.372	48.854	17.086
Transnorte Energia S.A.	55.862	1.978	39.958	1.133
Energia dos Ventos I	394	275	-	-
Energia dos Ventos II	284	165	-	-
Energia dos Ventos III	356	237	-	-
Energia dos Ventos IV	527	408	-	-
Energia dos Ventos V	341	222	-	-
Energia dos Ventos VI	446	327	-	-
Energia dos Ventos VII	478	359	-	-
Energia dos Ventos VIII	348	229	-	-
Energia dos Ventos IX	363	244	-	-
Energia dos Ventos X	309	190	-	-
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	204.602	86.046	14.284	1.394

31/12/2011				
Empresa controlada	Ativo	Passivo	Receita líquida	Resultado do exercício
Companhia Transudeste de Transmissão	103.891	48.170	17.516	12.398
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	233.503	118.621	58.999	30.011
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	290.971	187.635	181.824	14.410

11. Imobilizado

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

Consolidado							
Taxa média anual de depreciação	31/12/2011	Adições	Baixas	Imobilizado adquirido em transação de capital	Transferências	Outros	31/12/2012
Em serviço							
Custo histórico							
Terrenos	38.793	1	-	80	392	-	39.266
Reservatórios, Barragens e Adutoras	599.434	-	(13.183)	-	-	-	586.251
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	170.121	11.086	-	65.489	35	-	246.731
Máquinas e Equipamentos	466.592	1.043	(25)	127	71.354	-	539.091
Veículos	885	6	(75)	-	504	-	1.320
Móveis e Utensílios	1.478	270	(31)	221	56	-	1.994
Total	1.277.303	12.406	(13.314)	65.917	72.341	-	1.414.653
Depreciação							
Reservatórios, Barragens e Adutoras	3%	(9.651)	(13.671)	1.203	-	-	(22.119)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	4%	(3.875)	(4.982)	-	(5.066)	-	(13.923)
Máquinas e Equipamentos	4%	(11.931)	(15.896)	116	(30)	-	(27.741)
Veículos	18%	(226)	(334)	255	-	-	(305)
Móveis e Utensílios	10%	(497)	(244)	93	(66)	-	(714)
Total depreciação		(26.180)	(35.127)	1.667	(5.162)	-	(64.802)
Total em serviço		1.251.123	(22.721)	(11.647)	60.755	-	1.349.851
Em curso							
	380.088	422.667	(5)	-	(72.227)	(3.533)	726.990
Arrendamento Financeiro, líquido de depreciação							
	114	-	-	-	(114)	-	-
Total Imobilizado	1.631.325	399.946	(11.652)	60.755	-	(3.533)	2.076.841

Consolidado						
Taxa média anual de depreciação	31/12/2010	Adições	Baixas	Imobilizado adquirido em transação de capital	Transferências	31/12/2011
Em serviço						
Custo histórico						
Terrenos	829	-	-	-	37.964	38.793
Reservatórios, Barragens e Adutoras	142.167	-	-	-	457.267	599.434
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	45.351	48	(1)	-	124.723	170.121
Máquinas e Equipamentos	95.625	357	(25)	-	370.635	466.592
Veículos	5	1.012	(233)	-	101	885
Móveis e Utensílios	1.249	437	(257)	-	49	1.478
Total	285.226	1.854	(516)	-	990.739	1.277.303
Depreciação						
Reservatórios, Barragens e Adutoras	3%	(1.322)	(8.329)	-	-	(9.651)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	4%	(645)	(3.230)	-	-	(3.875)
Máquinas e Equipamentos	4%	(1.431)	(10.507)	7	-	(11.931)
Veículos	18%	(2)	(368)	144	-	(226)
Móveis e Utensílios	10%	(358)	(139)	-	-	(497)
Total depreciação		(3.758)	(22.573)	151	-	(26.180)
Total em serviço		281.468	(20.719)	(365)	990.739	1.251.123
Em curso		976.061	415.339	(30.800)	10.227	380.088
Arrendamento Financeiro, líquido de depreciação		469	61	(416)	-	114
Total Imobilizado		1.257.998	394.681	(31.581)	10.227	1.631.325

O imobilizado está registrado pelo custo de aquisição e/ou construção, menos a depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastros (UC), conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015, de 29 de dezembro de 1997, as quais foram revogadas a partir de 26 de junho de 2009, 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 prevêm 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.

c) 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

d) 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), líquido 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.

e) 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.

f) Garantias ou penhoras

A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora.

g) 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 Charrua – 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:

Controladora				
Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	31/12/2012
Custo				
Outros intangíveis de concessão	495	61	-	556
Intangível gerado na aquisição de ações	8.157	-	-	8.157
	8.652	61	-	8.713
Amortização				
Outros intangíveis de concessão	10% (178)	(99)	-	(277)
Intangível gerado na aquisição de ações	3% -	(220)	-	(220)
	(178)	(319)	-	(497)
Projeto em desenvolvimento	74.488	13.743	(10.332)	77.899
Total intangível	82.962	13.485	(10.332)	86.115

Controladora				
Taxa média anual de amortização	31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Custo				
Outros intangíveis de concessão	447	48	-	495
Intangível gerado na aquisição de ações	8.157	-	-	8.157
	8.604	48	-	8.652
Amortização				
Outros intangíveis de concessão	10% (88)	(90)	-	(178)
	(88)	(90)	-	(178)
Projeto em desenvolvimento	55.340	23.693	(4.545)	74.488
Total intangível	63.856	23.651	(4.545)	82.962

Consolidado					
Taxa média anual de amortização	31/12/2011	Adições	Baixas	Intangível adquirido em transação de capital (*)	31/12/2012
Custo					
Outros intangíveis de concessão	3.502	2.506	(1.153)	31.231	36.086
Uso do bem público	11.584	1.493	-	-	13.077
Intangível gerado na aquisição de ações	26.865	-	-	-	26.865
	41.951	3.999	(1.153)	31.231	76.028
Amortização					
Outros intangíveis de concessão	10% (1.314)	(62)	491	-	(885)
Uso do bem público	10% (540)	(465)	-	-	(1.005)
Intangível gerado na aquisição de ações	3% (2.308)	(930)	-	-	(3.238)
	(4.162)	(1.457)	491	-	(5.128)
Projeto em desenvolvimento	75.380	15.655	(10.332)	-	80.703
Total intangível	113.169	18.197	(10.994)	31.231	151.603

(*) 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.

Consolidado				
Taxa média anual de amortização	31/12/2010	Adições	Baixas	31/12/2011
Custo				
Outros intangíveis de concessão	10.709	874	(8.081)	3.502
Uso do bem público	-	11.584	-	11.584
Intangível gerado na aquisição de ações	26.865	-	-	26.865
	37.574	12.458	(8.081)	41.951
Amortização				
Outros intangíveis de concessão 10%	(784)	(530)	-	(1.314)
Uso do bem público 10%	-	(540)	-	(540)
Intangível gerado na aquisição de ações 3%	(1.598)	(710)	-	(2.308)
	(2.382)	(1.780)	-	(4.162)
Projeto em desenvolvimento	55.585	24.336	(4.541)	75.380
Total intangível	90.777	35.014	(12.622)	113.169

a) **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
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	2.665	2.665
Amortização do ágio PCH Queluz	(61)	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	5.245	5.245
Amortização do ágio PCH Lavrinhas	(159)	-
Outros	247	247
	7.937	8.157

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:

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Ágio	18.708	18.708
Amortização de ágio	(3.018)	(2.308)
	15.690	16.400
Total do ágio	23.627	24.557

b) 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 processo. Após a autorização/permissão/concessão das licenças para instalação dos projetos desenvolvidos, estes custos são alocados nas respectivas Sociedades de Propósito Específico – SPE's, que reembolsarão 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.

c) 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.

d) Garantias ou penhoras

A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora.

13. Impostos e contribuições sociais a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Imposto de renda	-	-	29.143	30.511
Contribuição social	-	-	31.365	34.362
ICMS	-	-	4.285	4.330
PIS	286	270	1.293	1.400
COFINS	1.316	1.244	4.691	5.418
INSS	2	3	2.605	2.422
Outros	70	88	6.777	5.750
Total	1.674	1.605	80.159	84.193

14. Imposto de renda e contribuições sociais diferidos

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

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Imposto de renda e contribuição social diferidos</u>		
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	(381.671)	(332.565)

	Consolidado			
	Balço Patrimonial		Resultado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Prejuízo fiscal e base negativa	461	228	239	-
IR/CS adquirido em transação de capital sobre prejuízo fiscal e base negativa	1.852	-	239	-
IR/CS adquirido em transação de capital sobre contrato de concessão (ICPC 01)	(15.635)	(5.750)	(298)	-
Contrato de concessão (ICPC 01)	(363.699)	(327.043)	(34.506)	(33.146)
Diferimento de receita para órgãos públicos	(4.650)	-	743	-
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social diferidos			(33.583)	(33.146)
Ativo (passivo) fiscal diferido, líquido	(381.671)	(332.565)		

b) 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, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias que gerariam potenciais créditos tributários, conforme descrito como segue:

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

15. Provisões de constituição de ativos

As provisões de constituição de ativos vinculadas à usina de Queluz, Lavrinhas, Foz e Ijuí no montante de R\$ 40.509, em 31 de dezembro de 2012 (R\$ 53.379 em 31 de dezembro de 2011) referem-se a custos de implantação do empreendimento que serão desembolsados financeiramente de acordo com o cronograma de conclusão destas obras. Entre as principais obrigações destacam-se custos com equipamentos para medição de pluviometria e sedimentação, instrumentação, fornecimento de bens, materiais e serviços de supervisão, montagem, comissionamento e operação assistida.

16. Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Encargos de dívidas

- a) O saldo de empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas é composto da seguinte forma:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<u>Encargos de dívidas - circulante</u>				
Moeda estrangeira	-	-	119	166
Moeda nacional	174	841	9.484	11.175
Debêntures	17.063	1.371	38.679	4.577
	<u>17.237</u>	<u>2.212</u>	<u>48.282</u>	<u>15.918</u>
<u>Encargos de dívidas - não circulante</u>				
Moeda nacional	-	-	72.077	87.936
Debêntures	2.246	2.298	15.784	4.084
	<u>2.246</u>	<u>2.298</u>	<u>87.861</u>	<u>92.020</u>
<u>Principal - circulante</u>				
Moeda estrangeira	-	-	3.642	2.620
Moeda nacional (incluindo arrendamento mercantil)	5.815	84.963	243.061	342.508
Debêntures	84.126	81.803	395.719	222.027
Custo de transação a amortizar	-	-	(1.989)	(1.472)
	<u>89.941</u>	<u>166.766</u>	<u>640.433</u>	<u>565.683</u>
<u>Principal - não circulante</u>				
Moeda estrangeira	-	-	40.736	12.683
Moeda nacional (incluindo arrendamento mercantil)	45.353	55.615	1.201.152	1.294.202
Debêntures	606.035	240.858	1.436.060	860.200
Custo de transação a amortizar	(3.593)	(3.856)	(6.486)	(5.782)
	<u>647.795</u>	<u>292.617</u>	<u>2.671.462</u>	<u>2.161.303</u>
Total	<u>757.219</u>	<u>463.893</u>	<u>3.448.038</u>	<u>2.834.924</u>
Circulante	107.178	168.978	688.715	581.601
Não Circulante	650.041	294.915	2.759.323	2.253.323
Total	<u>757.219</u>	<u>463.893</u>	<u>3.448.038</u>	<u>2.834.924</u>

	Consolidado							
Moeda estrangeira	31/12/2012							
Instituições financeiras / credores	Vencimento	Moeda	(% a.a.) Taxa efetiva	Periodicidade da amortização do principal	Periodicidade da amortização dos juros	Encargos	Principal	
						Circulante	Circulante	Não circulante
<u>Empresas operacionais</u>								
BDMG - Transleste (x)	2017	Cesta de moedas	5,00%	Semestral	Semestral	116	975	3.411
BNDES - ERTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	Mensal	Mensal	3	791	1.451
BID - Transchile (*) (y)	2026	Cesta de moedas	5,80%	Semestral	Semestral	-	1.876	35.802
<u>Empresa pré-operacional</u>								
Outros - Risaralda	2014	-	-	Mensal	Mensal	-	-	72
						119	3.642	40.736

	Consolidado							
Moeda estrangeira	31/12/2011							
Instituições financeiras / credores	Vencimento	Moeda	(% a.a.) Taxa efetiva	Periodicidade da amortização do principal	Periodicidade da amortização dos juros	Encargos	Principal	
						Circulante	Circulante	Não circulante
<u>Empresas operacionais</u>								
BDMG - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	Mensal	Mensal	6	226	1.510
BDMG - Transleste (x)	2017	Cesta de moedas	5,00%	Semestral	Semestral	128	895	4.026
BDMG - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	Mensal	Mensal	4	102	661
BNDES - ERTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	Mensal	Mensal	11	729	2.065
BNDES - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,00%	Mensal	Mensal	7	234	1.562
BNDES - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,00%	Mensal	Mensal	2	106	690
Santander - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	Mensal	Mensal	6	226	1.505
Santander - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	Mensal	Mensal	2	102	664
						166	2.620	12.683

Moeda nacional		Consolidado									
		31/12/2012									
Instituições financeiras / credores	Vencimento	(% a.a.) Taxa efetiva	Periodicidade da amortização do principal	Periodicidade da amortização dos juros	Encargos		Principal		Custo de transação a amortizar		
					Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Empréstimos e financiamentos:											
Empresas operacionais											
Arrendamento mercantil (Safra, Itaú e BB) - Alupar	2014	Juros de 8,73%	Mensal	Mensal	-	-	197	223	-	-	
Arrendamento mercantil (Itaú) - Queluz	2013	Juros de 5,84%	Mensal	Mensal	-	-	24	-	-	-	
Banco do Brasil - TME (*) (o)	2029	Juros de 10,00%	Mensal	Trimestral	580	-	-	36.800	-	-	
Bando do Brasil - STN	2020	Juros de 4,50%	Mensal	Mensal	8	-	631	3.941	-	-	
BNB - STN	2024	Juros de 10,00%	Mensal	Mensal	135	-	16.537	196.383	-	-	
BNB - Transleste	2025	Juros de 9,50%	Mensal	Mensal	56	-	779	9.301	-	-	
BDMG - Transleste	2025	Juros de 9,50%	Mensal	Mensal	173	-	2.552	28.498	-	-	
BDMG (FINAME) - Transirapé	2021	TJLP + 4,50%	Mensal	Mensal	2	-	131	870	-	-	
BNDES - EBTE	2025	TJLP + 2,56%	Mensal	Mensal	411	-	10.962	17.095	-	-	
BNDES - ETES	2023	TJLP + 2,37% e 2,38%	Mensal	Mensal	73	-	2.311	22.531	(4)	(39)	
BNDES - ETES	2019	Juros de 4,50%	Mensal	Mensal	18	-	1.556	9.077	(32)	(166)	
BNDES - Foz	2027	TJLP + 2,44%	Mensal	Mensal	2.643	35.241	12.341	164.549	-	-	
BNDES - IUÍ	2027	TJLP + 3,17%	Mensal	Mensal	2.493	34.274	10.346	142.259	-	-	
BNDES - Lavrinhas	2024	TJPL + 1,93% a 2,22	Mensal	Mensal	68	780	10.316	117.779	-	-	
BNDES - ERTE	2015	TJLP + 5,00%	Mensal	Mensal	37	-	3.360	6.160	-	-	
BNDES - ERTE (p)	2026	TJLP + 1,97%	Mensal	Mensal	91	-	3.110	27.841	-	-	
BNDES - Queluz	2024	TJPL + 1,93% a 2,22	Mensal	Mensal	156	1.782	11.235	124.507	-	-	
BNDES (FINAME) - EBTE	2019	Juros de 4,50 %	Mensal	Mensal	34	-	2.889	125.150	-	-	
BNDES - ETIM (u)	2026	TJLP + 2,44%	Mensal	Mensal	133	-	3.356	41.390	-	-	
BNDES - TME (*) (o)	2026	TJLP + 3,60%	Mensal	Mensal	130	-	2.868	35.616	(23)	(289)	
FINEP - Alupar	2018	Juros de 8,00%	Mensal	Mensal	174	-	5.618	45.130	-	(470)	
FINAME - Lavrinhas	2017	TJLP	Mensal	Mensal	4	-	-	131	-	-	
Banco do Brasil - ETVG	2026	Juros de 10,00%	Mensal	Trimestral	122	-	-	15.615	(6)	(64)	
Outros - Genpower	2013	-	Mensal	Mensal	-	-	-	168	-	-	
					9.484	72.077	243.061	1.201.152	(401)	(1.028)	
Debêntures:											
Empresas operacionais											
2ª Emissão - Alupar (a)	2014	CDI+1,90% e IPCA+8,95%	Anual	Semestral	332	2.246	84.126	6.035	-	(1.378)	
3ª Emissão - Alupar (b)	2015	CDI + 1,85%	Anual	Semestral	202	-	-	150.000	-	(902)	
4ª Emissão - Alupar (c)	2018	CDI + 1,45%	Semestral	Semestral	5.443	-	-	150.000	-	(784)	
5ª Emissão - Alupar (d)	2027	IPCA+7,80%	Anual	Semestral	11.086	-	-	300.000	-	(59)	
HSBC Corretora de Títulos - EATE (e)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	725	-	78.541	176.739	(492)	(724)	
Itaú Corretora de Títulos - EATE (f)	2017	CDI + 0,99%	Semestral	Semestral	2.239	-	7.500	142.500	-	-	
HSBC Corretora de Títulos - ENTE (g)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	383	-	41.452	93.278	(201)	(188)	
HSBC Corretora de Títulos - ECTE (h)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	151	-	16.363	36.821	(103)	(88)	
Itaú Corretora de Títulos - ECTE (i)	2017	CDI + 0,99%	Semestral	Semestral	1.042	-	-	80.000	-	(331)	
HSBC Corretora de Títulos - ETEP (j)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	-	-	14.482	42.242	(123)	(156)	
Itaú Corretora de Títulos - Transudeste (k)	2017	CDI + 0,99%	Semestral	Semestral	187	-	956	18.433	-	-	
Itaú Corretora de Títulos - Transirapé (l)	2017	CDI + 0,99%	Semestral	Semestral	407	-	2.299	40.012	-	-	
Empresa pré-operacional											
1ª emissão - Ferreira Gomes (m)	2013	115% CDI	Único no final	Único no final	16.482	-	150.000	-	(257)	-	
2ª emissão - Ferreira Gomes (n)	2014	IPCA + 5,95%	Único no final	Único no final	-	13.538	-	200.000	(412)	(848)	
					38.679	15.784	395.719	1.436.060	(1.588)	(5.458)	
					48.163	87.861	638.780	2.637.212	(1.989)	(6.486)	

Moeda nacional		Consolidado									
		31/12/2011									
Instituições financeiras / credores	Vencimento	(% a.a.) Taxa efetiva	Periodicidade da amortização do principal	Periodicidade da amortização dos juros	Encargos		Principal		Custo de transação a amortizar		
					Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Empréstimos e financiamentos:											
Empresas operacionais											
Arendamento mercantil (Safra, Itaú e BB) - Alupar	2014	Juros de 8,73%	Mensal	Mensal	-	-	194	266	-	-	
Arendamento mercantil (Itaú) - Queluz	2013	Juros de 5,84%	Mensal	Mensal	-	-	48	24	(11)	-	
Banco do Brasil - TME(*) (o)	2012	CDI + 2,60%	Contrato Bullet	Contrato Bullet	293	-	16.100	-	-	-	
Banco do Brasil - TME(*) (o)	2012	CDI + 2,55%	Contrato Bullet	Contrato Bullet	675	-	23.000	36.800	-	-	
Bando do Brasil - STN (w)	2020	Juros de 4,50 %	Mensal	Mensal	39	-	420	4.572	-	-	
BDMG - Transirapé (v)	2020	Juros de 4,50 %	Mensal	Mensal	36	-	1.041	6.940	-	-	
BDMG - Transleste	2025	Juros de 9,50%	Mensal	Mensal	187	-	2.552	31.050	-	-	
BDMG - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	Mensal	Mensal	16	-	470	3.058	-	-	
BDMG (FINAME) - Transirapé	2021	TJLP + 4,50%	Mensal	Mensal	2	-	132	1.001	-	-	
BNB - STN	2024	Juros de 10,00%	Mensal	Mensal	145	-	15.446	212.920	-	-	
BNB - Transleste	2025	Juros de 9,50%	Mensal	Mensal	58	-	788	10.080	-	-	
BNDES - EBTE	2025	TJLP + 2,56%	Mensal	Mensal	538	-	10.962	136.113	-	-	
BNDES - ETES	2023	TJLP + 2,37% e 2,38%	Mensal	Mensal	170	-	2.301	24.730	-	-	
BNDES - ETES	2019	Juros de 4,50%	Mensal	Mensal	180	-	1.508	10.296	-	-	
BNDES - Foz	2027	TJLP + 2,44%	Mensal	Mensal	2.578	36.747	12.503	178.162	-	-	
BNDES - IUÍ	2027	TJLP + 3,17%	Mensal	Mensal	2.345	34.598	10.502	154.900	-	-	
BNDES - Lavrinhas	2024	TJPL + 1,93% a 2,22	Mensal	Mensal	848	10.535	9.544	118.501	-	-	
BNDES - Lumitrans (s)	2022	TJLP + 4,55%	Mensal	Mensal	246	-	2.995	36.816	-	-	
BNDES - ERTE	2015	TJLP + 5,50%	Mensal	Mensal	79	-	4.458	12.631	-	-	
BNDES - Queluz	2024	TJPL + 1,93% a 2,22%	Mensal	Mensal	501	6.056	10.676	129.004	-	-	
BNDES - STC (r)	2022	TJLP + 2,41%	Mensal	Mensal	140	-	3.769	35.176	-	-	
BNDES - STC (r)	2014	TJLP + 3,90%	Mensal	Mensal	7	-	755	944	-	-	
BNDES - Transirapé (w)	2019	TJLP + 4,00%	Mensal	Mensal	35	-	1.084	7.228	-	-	
BNDES - Transudeste (*) (v)	2019	TJLP + 4,00%	Mensal	Mensal	16	-	489	3.184	-	-	
BNDES (FINAME) - EBTE	2019	Juros de 4,00%	Mensal	Mensal	45	-	2.889	19.984	-	-	
FINEP - Alupar	2018	Juros de 8,00%	Mensal	Mensal	283	-	4.769	55.348	-	(557)	
Itaú BBA - ETEM (u)	2012	114% CDI	Mensal	Mensal	515	-	45.400	-	-	-	
Santander - Transirapé (w)	2019	TJLP + 4,50%	Mensal	Mensal	35	-	1.041	6.940	-	-	
Santander - Transudeste (*) (v)	2019	TJLP + 4,50%	Mensal	Mensal	16	-	470	3.058	-	-	
Santander - Alupar	2012	CDI + 1,45%	Mensal	Mensal	559	-	80.000	-	-	-	
Unibanco - Lumitrans (s)	2021	ICPM + 9,85%	Anual	Anual	23	-	1.658	4.686	-	-	
UNIBANCO - STC (r)	2022	TJLP + 2,41 %	Mensal	Mensal	191	-	5.144	48.013	-	-	
					11.175	87.936	342.508	1.294.202	(11)	(797)	
Debêntures:											
Empresas operacionais											
2ª Emissão - Alupar (a)	2014	CDI+1,90% e IPCA+8,95%	Anual	Semestral	936	2.298	81.803	90.859	-	(2.073)	
3ª Emissão - Alupar (b)	2015	CDI + 1,85%	Anual	Semestral	435	-	-	150.000	-	(1.203)	
4ª Emissão - Alupar (c)	2018	CDI + 1,45%	Semestral	Semestral	-	-	-	-	-	(23)	
HSBC Corretora de Títulos - EATE (e)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	1.542	-	78.540	255.279	(476)	(681)	
HSBC Corretora de Títulos - ENTE (g)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	814	-	41.452	134.732	(273)	(390)	
HSBC Corretora de Títulos - ECTE (*) (i)	2016	CDI + 1,30%	Mensal	Mensal	136	-	6.955	22.605	(54)	(77)	
HSBC Corretora de Títulos - ETEP (j)	2016	112,5% CDI	Mensal	Mensal	714	-	13.277	56.725	(145)	(293)	
Empresa pré-operacional											
Itaú BBA - Ferreira Gomes (m)	2013	115% CDI	Mensal	Mensal	-	1.786	-	150.000	(513)	(245)	
					4.577	4.084	222.027	860.200	(1.461)	(4.985)	
					15.752	92.020	564.535	2.154.402	(1.472)	(5.782)	

(*) O valor destes contratos estão ajustado pela parcela de participação da controladora na controlada em conjunto.

Todos os recursos obtidos com os empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

A Administração da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto mantêm o acompanhamento dos índices financeiros definidos em contrato. Qualquer inadimplemento aos termos dos contratos de financiamentos que não seja sanado ou perdoado poderá resultar no vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos de financiamento e a cobrança de juros e multa. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

As cláusulas restritivas da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto estão relacionadas, principalmente, com índices financeiros obtidos utilizando o EBITDA, tal como o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (“ICSD”). Em 31 de dezembro de 2012, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

Em 26 de dezembro de 2012, o BNDES autorizou a apresentação pelas controladas Foz e Ijuí, de Índice de Cobertura de Serviço da Dívida, em 31 de dezembro de 2012 de, no mínimo, 1,0 (um inteiro) e 0,9 (nove décimo), respectivamente, ou seja, a abaixo do índice mínimo 1,2 estabelecido no contrato de financiamento. Desta forma, as controladas Foz e Ijuí atenderam as cláusulas restritivas estabelecidas no contrato de financiamento.

Em 10 de fevereiro de 2012, o BNDES autorizou as controladas Queluz e Lavrinhas, a apresentarem os Índice de Cobertura de Serviço da Dívida, somente a partir de do exercício findo em 31 de dezembro de 2013. Desta forma, as controladas Queluz e Lavrinhas estão dispensadas em atender as cláusulas restritivas estabelecidas no contrato de financiamento neste exercício.

As debêntures da Companhia e de suas controladas não são conversíveis e possuem características de dívida e não patrimonial.

Em 31 de dezembro de 2012 alguns empréstimos e financiamentos das controladas possuíam garantias depositadas na forma de contas reservas, no montante de R\$ 58.637 (R\$ 70.251 em 31 de dezembro de 2011).

As características dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia e das controladas estão detalhadas abaixo:

Debêntures

a) Debêntures – Alupar - 2ª Emissão – emissão em dezembro de 2009 de R\$250.000 em debêntures no mercado local, sendo emitidas em 2 séries. As debêntures da 1ª série terão prazo de vencimento de 4 anos a contar da data de emissão, sendo que a amortização ocorrerá em 03 (três) parcelas anuais, sendo a primeira com vencimento em 15 de dezembro de 2011, no qual foi liquidada na data prevista, a segunda com vencimento previsto 15 de dezembro de 2012 e a última com vencimento em 15 de dezembro de 2013. As debêntures da 2ª série terão prazo de vencimento 5 anos a contar da data de emissão, sendo que a amortização ocorrerá em 03 (três) parcelas anuais, sendo a primeira com vencimento em 15 de dezembro de 2012, a segunda com vencimento em 15 de dezembro de 2013 e a última com vencimento em 15 de dezembro de 2014.

As debêntures da 1ª série farão jus a uma remuneração anual correspondente a variação do CDI + 1,90%. As debêntures da 2ª série farão jus a uma correção monetária do IPCA + remuneração anual de 8,95%. O pagamento da remuneração da 1ª série será feito semestralmente, a partir da data de emissão. O pagamento da remuneração da 2ª série será feito anualmente, a partir da data de emissão.

b) Debêntures – Alupar – 3ª Emissão – emissão em dezembro de 2010 de R\$150.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. A amortização das debêntures será realizada em 2 parcelas, sendo 50% em dezembro de 2014, e o saldo remanescente na data de vencimento, que será em dezembro de 2015. As debêntures renderão juros correspondentes a variação do CDI + 1,85% ao ano, com vencimento semestral.

- c) Debêntures –Alupar – 4ª Emissão – em 03 de fevereiro de 2012 a Companhia emitiu debêntures, no valor de R\$ 150.000. As debêntures serão amortizadas em parcelas semestrais, a partir do 5º ano. As debêntures serão remuneradas pela variação do CDI + 1,45% ao ano, com pagamentos semestrais a partir da data de emissão.
- d) Debêntures –Alupar – 5ª Emissão – emissão em maio de 2012 de R\$ 300.000, na qual foram subscritas e integralizadas em sua totalidade pelo acionista FI-FGTS. Estas debêntures não são conversíveis em ações, com taxa de juros de 7,8% ao ano, calculados pro rata temporis por dias úteis, com base em um ano de 252 dias úteis, com valor nominal unitário atualizado a partir da data de emissão, pela variação do IPCA. 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 02 de outubro de 2012 efetuou 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 (TLPL 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 quirografárias, 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% 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 (TLPL 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 quirografárias, 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% 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 Interfinanceiros – DI de um dia, com pagamento do principal e da remuneração no vencimento, ou seja, em 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 as 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. Os financiamentos tem seu saldo devedor atualizado pela TJLP e juros de 1,97% ao ano. A quitação ocorre 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 da controlada Ferreira Gomes. Os juros contratados são de 2,4 % a.a. acima da TJLP a serem capitalizados trimestralmente. O principal da dívida deverá ser pago ao BNDES em prestação única, no valor do principal vincendo da dívida, vencendo-se no dia 15 de abril de 2013 ou na data de desembolso da primeira parcela do crédito que venha a ser aberto pelo BNDES à beneficiária por meio de contrato de financiamento de longo prazo, o que ocorrer primeiro. Como garantia, é dada carta fiança prestada por instituição financeira. Em 26 de outubro de 2012 o BNDES liberou o montante de R\$ 110.680.
- u) Controlada ETEM: em janeiro de 2012 a controlada ETEM liquidou um empréstimo com o Banco Itaú no montante de R\$ 45.400. Este empréstimo foi substituído por um empréstimo captado junto ao BNDES no montante de R\$45.000, com as seguintes características: taxa de juros de TJLP + 2,44 % a.a., com vencimento mensal, sendo a primeira em 15 de maio de 2012 e a última em 15 de abril de 2026.
- v) Controlada Transudeste: em 30 de novembro de 2012, a Controlada Transudeste liquidou antecipadamente os seguintes empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira que tinham vencimento previsto para 2019: FNE, Cesta de Moedas com BNDES, Cesta de Moedas com Santander e Cesta de Moedas com BDMG.
- w) Controlada Transirapé: em 30 de novembro de 2012, a Controlada Transirapé liquidou antecipadamente os seguintes empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira que tinham vencimento previsto para 2019: FNE, Cesta de Moedas com BNDES, Cesta de Moedas com Santander e Cesta de Moedas com BDMG.

Moeda estrangeira: Os contratos de financiamentos em moeda estrangeira correspondem aos recursos captados pela Companhia e suas controladas. Os principais empréstimos em moeda estrangeira são:

- x) Controlada Transleste: O Banco BDMG creditou a favor da controlada Transleste o valor de R\$ 12.971 equivalentes a US\$ 5.000.000, oriundo de recursos captados pelo Banco do Nordeste do Brasil – BNB em moeda estrangeira originários do Programa de Expansão de Mercados para Pequenas e Médias Empresas no Nordeste do Brasil – PEM. Está sujeito a encargos de 5% ao ano acima da taxa variável definida com base na taxa de juros devida pelo BNB ao BID. Os juros serão calculados dia a dia pelo método hamburguês e tem vencimento em 31 de julho de 2005, 31 de janeiro de 2006, 31 de julho de 2006 e semestralmente juntamente com as prestações de principal durante o período de amortização. O principal será amortizado em 21 prestações semestrais e sucessivas, vencendo a primeira em janeiro de 2007 e a última em janeiro de 2017.

y) 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:

	Controladora					
Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos/variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2011					31/12/2012
<u>Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil):</u>						
Moeda Nacional	140.862	242	5.476	(89.568)	(6.140)	50.872
	140.862	242	5.476	(89.568)	(6.140)	50.872
<u>Debêntures:</u>						
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

	Controladora					
Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2010					31/12/2011
<u>Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil):</u>						
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
<u>Debêntures:</u>						
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

	Consolidado							
Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Empréstimos adquirido em transação de capital	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2011							31/12/2012
<u>Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil):</u>								
Moeda Nacional	1.735.013	342.753	135.536	-	(553.858)	(135.098)	-	1.524.346
Moeda Estrangeira	15.469	-	4.231	1.372	(14.249)	(1.084)	38.758	44.497
	1.750.482	342.753	139.767	1.372	(568.107)	(136.182)	38.758	1.568.843
<u>Debêntures:</u>								
Moeda Nacional	1.084.442	939.314	151.897	5.951	(231.558)	(110.841)	39.990	1.879.195
	1.084.442	939.314	151.897	5.951	(231.558)	(110.841)	39.990	1.879.195
	2.834.924	1.282.067	291.664	7.323	(799.665)	(247.023)	78.748	3.448.038

	Consolidado							
Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Empréstimos adquirido em transação de capital	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2010							31/12/2011
<u>Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil):</u>								
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031	1.735.013
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-	15.469
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031	1.750.482
<u>Debêntures:</u>								
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-	1.084.442
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-	1.084.442
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031	2.834.924

- c) Em 31 de dezembro de 2012, as parcelas relativas aos empréstimos, financiamentos e debêntures, atualmente classificadas no passivo não circulante têm os seguintes vencimentos:

31/12/2012				
Controladora				
Moeda nacional				
	Empréstimos e financiamentos	Arrendamento mercantil	Debêntures	Total
	R\$	R\$	R\$	R\$
2014	10.010	187	80.976	91.173
2015	10.168	36	74.536	84.740
2016	10.132	-	12.337	22.469
2017	10.132	-	124.848	134.980
2018	4.218	-	74.996	79.214
Após 2018	-	-	237.465	237.465
	<u>44.660</u>	<u>223</u>	<u>605.158</u>	<u>650.041</u>

31/12/2012						
Consolidado			Consolidado			
Moeda estrangeira			Moeda nacional			
Empréstimos e financiamentos		Empréstimos e financiamentos	Arrendamento mercantil	Debêntures	Total - Moeda Nacional e Estrangeira	
US\$ mil	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	
2014	1.900	3.881	115.106	187	505.727	624.901
2015	1.970	4.026	116.652	36	297.575	418.289
2016	1.771	3.619	115.148	-	133.986	252.753
2017	1.699	3.472	115.837	-	196.637	315.946
2018	1.460	2.982	130.389	-	74.996	208.367
Após 2018	11.136	22.756	678.846	-	237.465	939.067
	<u>19.936</u>	<u>40.736</u>	<u>1.271.978</u>	<u>223</u>	<u>1.446.386</u>	<u>2.759.323</u>

17. Provisões para litígios

- a) As provisões constituídas para contingências passivas, no montante de R\$4.373 no passivo circulante e R\$ 3.498 no passivo não circulante estão compostas como segue:

	Consolidado			
	Passivo		Ativo	
	Provisões		Depósitos judiciais	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Processos judiciais				
Fiscal	2.451	2.345	3.314	3.141
Cível	4.295	14	6.597	3.000
Trabalhista	1.125	485	332	437
	<u>7.871</u>	<u>2.844</u>	<u>10.243</u>	<u>6.578</u>
Circulante	4.373	48	-	-
Não circulante	3.498	2.796	10.243	6.578
	<u>7.871</u>	<u>2.844</u>	<u>10.243</u>	<u>6.578</u>

b) A movimentação dos litígios em 31 de dezembro de 2012 e 2011 são como segue:

	Consolidado				
	Saldo inicial	Ingressos	Atualizações	Baixas	Contingências adquiridas em transação de capital (*)
	31/12/2011				31/12/2012
Processos judiciais					
Fiscal	2.345	-	106	-	-
Cível	14	6	-	(14)	4.289
Trabalhista	485	1.160	-	(520)	-
	<u>2.844</u>	<u>1.166</u>	<u>106</u>	<u>(534)</u>	<u>4.289</u>
					<u>7.871</u>

(*) Transchile (vide nota nº 18). Ação Civil movida contra a controlada Transchile, no qual se discute uma multa pelo atraso da entrada em operação da Linha de Transmissão de propriedade da controlada Transchile. O valor da multa em 31 de dezembro de 2012 é no montante de R\$ 3.542. Adicionalmente, também caberá a controlada Transchile, o ressarcimento aos usuários do sistema de transmissão, dos custos gerados em função deste atraso. O valor deste ressarcimento em 31 de dezembro de 2012 é no montante de R\$ 4.858.

	Consolidado			
	Saldo inicial	Ingressos	Atualizações	Baixas
	31/12/2010			
Processos judiciais				
Fiscal	2.135	73	137	-
Cível	13	14	-	(13)
Trabalhista	184	301	-	-
	<u>2.332</u>	<u>388</u>	<u>137</u>	<u>(13)</u>
				<u>2.844</u>

O cálculo dos valores a serem provisionados é feito com base nos valores efetivamente envolvidos e no parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos e no julgamento de nossa administração, sendo que são provisionados os valores relativos aos processos que entendemos ser de perda provável.

Perda Provável: a Companhia, suas controladas e suas controladas em conjunto figuram como parte:

Fiscal: Referem-se sobre impugnações de cobranças e autos de infração. Os processos de natureza fiscal são pulverizados, e não existem processos judiciais de natureza tributária que, individualmente e na avaliação de nossa administração, sejam considerados relevantes para os negócios.

Cível: Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, tais como ação de interdito proibitório e ação de cobrança, sendo que, não existem ações que individualmente sejam relevantes para divulgação.

Trabalhista: Referem-se sobre o pagamento de horas extras, verbas rescisórias, adicional de periculosidade, insalubridade, reajuste salarial e cobrança de parcelas indenizatórias movidas por nossos ex-empregados e ex-empregados das empresas subcontratadas por nossas controladas, pelas quais somos responsáveis subsidiariamente e/ou solidariamente. Não existem processos judiciais, administrativos ou arbitrais de natureza trabalhista que, individualmente e na avaliação de nossa administração, sejam considerados relevantes para nossos negócios.

Perda Possível: embora tais processos não sejam provisionados pela Companhia e por suas controladas e controladas em conjunto, merecem destaques:

Fiscal: Referem-se sobre impugnações de cobranças e autos de infração. Os processos de natureza fiscal são pulverizados, e não existem processos judiciais de natureza tributária que, individualmente e na avaliação de nossa administração, sejam considerados relevantes para os negócios.

Cível: Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, tais como ação de interdito proibitório e ação de cobrança, sendo que, merecem destaque para divulgação as seguintes ações:

- Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal e pelo Ministério Público Estadual do Amapá, em face da Companhia, da controlada Ferreira Gomes Energia, da Aneel e do Diretor-Presidente do IMAp (Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial do Amapá) e SEMA/AP - Secretário do Estado do Meio Ambiente do Estado do Amapá. Trata-se de uma ação de obrigação de fazer e de não fazer para prevenção de danos ambientais envolvendo o licenciamento ambiental. Proferida decisão mantendo a suspensão do processo. Em 08 de outubro de 2012 foi apresentada manifestação dos cidadãos e cidadãs do Estado do Amapá. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 1.411 (R\$ 988 em 31 de dezembro de 2011).
- Ação Civil Pública movida pelo Núcleo Amigos da Terra Brasil em face da Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler/RS – FEPAM, União Federal, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, sendo que, o Estado do Rio Grande do Sul, e a controlada Ijuí Energia S.A. e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. figuram como assistentes no processo. Trata-se de uma ação civil pública ajuizada discutindo o licenciamento ambiental das Usinas Hidrelétricas Passo São João (LP nº 710/2005-DL) e São José (LP nº 711/2005-DL). Autos do Agravo em Recurso Extraordinário encaminhados à conclusão do Ministro Luiz Fux. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 1.
- Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público do Estado de Goiás em face da Companhia e do Estado de Goiás. Trata-se de declaração de nulidade da licença prévia emitida para o empreendimento PCH Verde 08, tendo em vista a ocorrência de falhas no EIA-RIMA no exercício de 2012. Foi protocolizada pela Companhia a contestação no protocolo integrado do Fórum de Goiânia. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 10.

- Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público de Minas Gerais em face da Companhia e do Estado de Minas Gerais. Trata-se de ação alegando que as Declarações de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH emitidas para os projetos de aproveitamento hidrelétrico denominados Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs Cruz Velha e Cutia Alto teriam violado as regras procedimentais previstas na legislação estadual. Foi apresentada pela Companhia Manifestação Prévia. Concessão de medida liminar nos autos do processo. Companhia aguarda a intimação quanto esta decisão. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 101.

Trabalhista: Referem-se de uma maneira geral sobre o pagamento de horas extras, verbas rescisórias, adicional de periculosidade, insalubridade, reajuste salarial e cobrança de parcelas indenizatórias movidas por nossos ex-empregados e ex-empregados das empresas subcontratadas por nossas controladas, pelas quais somos responsáveis subsidiariamente e/ou solidariamente. Não existem processos judiciais, administrativos ou arbitrais de natureza trabalhista que, individualmente e na avaliação de nossa administração, sejam considerados relevantes para nossos negócios.

Arbitral: Existem dois procedimentos arbitrais, a saber:

- Instituição de procedimento Arbitral pelo Consórcio Fornecedor Foz do Rio Claro (Andritz Hydro Inepar do Brasil S.A. e Sadefem Equipamentos e Montagens S.A.) em face da controlada Foz. Trata-se de procedimento arbitral pelo qual se pleiteia indenização e multas por rescisão contratual e atraso de pagamento. Aguardando designação de audiência para assinatura do Termo de Arbitragem. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 57.223 e o valor de impacto em caso de perda do processo é de R\$ 46.900.
- Instituição de procedimento Arbitral pela CONPASUL – Construção e Serviços em face da controlada Ijuí para indenização e multas por descumprimento contratual. Trata-se de procedimento arbitral objetivando a execução, no regime de empreitada total, a preço global e prazo determinado, das obras civis necessárias à plena e satisfatória implantação da UHE São José. Protocolizada petição pela Ijuí complementando os honorários periciais. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 39.358 e o valor de impacto em caso de perda do processo é de R\$ 28.874 (R\$ 27.381 em 31 de dezembro de 2011).

Ambiental: Existem quatro ações civis públicas de natureza ambiental, na qualidade de réus, os quais não possuem um valor econômico envolvido. Não há provisão para ações de natureza ambiental. Apesar de não haver valor envolvido, tais processos podem resultar em condenações que gerem obrigações de fazer e/ou não fazer, o que pode gerar um impacto para nossos negócios. Adicionalmente, existem cinco inquéritos civis, os quais podem culminar em ajuizamento de futuras ações civis públicas de natureza ambiental.

18. Patrimônio líquido

Capital autorizado

Nos termos do artigo 8º do seu Estatuto Social, a Companhia está autorizada a aumentar o capital social mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, por meio da emissão de ações ordinárias e/ou ações preferenciais, até o limite de 500.000.000 (quinhentos milhões) de ações. Compete, igualmente, ao Conselho de Administração fixar as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de integralização.

Dentro do limite de capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, a Companhia poderá outorgar opção de compra de ações a seus administradores ou empregados ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob seu controle.

Ademais, os acionistas da Companhia possuem direito de preferência para subscrição de novas ações, ou quaisquer valores mobiliários conversíveis em ações, cujo prazo para exercício será de 30 (trinta) dias. Este direito de preferência poderá, no entanto, a critério do Conselho de Administração, ser excluído ou ter seu prazo para exercício reduzido, na emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda mediante permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações, dentro do limite do capital autorizado.”

Capital social

Em 09 de novembro de 2012, foi deliberada em Assembleia Geral Extraordinária à reforma do Estatuto Social que resultou na conversão de 24.959.000 ações ordinárias em preferenciais. Dessas 24.959.000 ações convertidas, 5.463.668 ações foram convertidas a pedido da Acionista Guarupart Participações Ltda. e 19.495.332 ações foram convertidas a pedido da Acionista FI-FGTS. Dessa maneira, em 31 de dezembro de 2012 o capital social da Companhia no valor total de R\$ 804.001, está representado por 138.951.000 (163.910.000 em 31 de dezembro de 2011) ações ordinárias e 24.959.000 ações preferenciais, conforme segue abaixo:

	31/12/2012			
	Ordinárias		Preferenciais	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
Guarupart Participações Ltda	129.203.332	92,98	5.463.668	21,89
FI - FGTS	9.747.668	7,02	19.495.332	78,11
Total das ações	138.951.000	100,00	24.959.000	100,00

	31/12/2011			
	Ordinárias		Preferenciais	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
Guarupart Participações Ltda	134.666.992	82,16	-	-
FI - FGTS	29.242.996	17,84	-	-
Membros do Conselho de Administração	12	-	-	-
Total das ações	163.910.000	100,00	-	-

Reserva de Lucros

Reserva legal: De acordo com a legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido anual apurado nos seus livros societários preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de distribuição de dividendos.

Reserva de lucros: Os lucros remanescentes são mantidos na conta de reserva à disposição da Assembleia, para sua destinação.

Reserva de capital

Aquisição EATE

Durante o primeiro semestre de 2011, a Companhia efetuou a compra de 20.632.329 ações preferências da controlada EATE e que eram de titularidade da Eletrobrás. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R\$ 4.790, gerando um ganho de capital para a Companhia no montante de R\$ 86.821. Este ganho de capital foi registrado no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital.

Aquisição ECTE

Em 11 de novembro de 2011, a Companhia adquiriu 1.053.429 ações ordinárias da controlada ECTE e que eram de titularidade da MDU. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R\$ 4.872, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R\$ 1.875. Esta perda de capital foi registrada no resultado, uma vez que a Companhia ainda não possuía o controle sobre este controlada.

Em 06 de agosto de 2012, a Companhia adquiriu 1.053.427 ações ordinárias da controlada ECTE e que eram de titularidade da MDU. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R\$ 4.923, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R\$ 1.616. Esta perda de capital foi registrada no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital.

Aquisição Transchile

A Transchile opera uma linha de transmissão de 200 Km Temuco-Charrua, localizada no Chile.

Com o objetivo de financiar a construção do Projeto, a Transchile e o Banco Internacional de Desenvolvimento (“BID”), celebraram um contrato de empréstimo até o montante de US\$ 51.014.000,00.

Em 28 de dezembro de 2007 a Companhia celebrou um contrato de compra e venda de ações com a Cia. Técnica de Engenharia Elétrica (“Cia. Técnica”), tendo por objetivo a aquisição da totalidade de ações detidas pela Cia. Técnica e de emissão da Transchile, equivalente a 51% da participação acionária desta empresa. O referido contrato foi celebrado em caráter irrevogável e irretratável, estando sua implementação condicionada única e exclusivamente à: (i) anuência prévia dos agentes financiadores do Projeto; (ii) estar a linha de transmissão em operação comercial; e (iii) anuência prévia da SEC “Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, se necessário. O preço de compra das ações detidas pela Cia. Técnica, a ser pago pela Companhia, seria o correspondente ao total do valor em Reais aportado como capital pela Cia. Técnica, corrigido pelo IGP-M/FGV pro rata die, desde a data de cada aporte, até a data do efetivo pagamento.

Em 31 de dezembro de 2008, a Cia. Técnica foi incorporada pela Guarupart, passando esta empresa a ser a titular de todos os direitos e obrigações que correspondiam à Cia. Técnica no contrato de compra e venda de ações mencionadas anteriormente.

Considerando que a Linha de Transmissão já se encontra em operação, as partes passaram a aguardar a anuência da transação de compra e venda das ações perante o BID.

A Transchile é uma sociedade anônima constituída e vigente de acordo com a legislação da República do Chile, tendo por atividade a transmissão de energia elétrica. Em 30 de junho de 2012, a participação acionária da Transchile estava disposta da seguinte forma: (i) Guarupart Participações Ltda. com 51% de participação acionária; (ii) Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com 49% de participação acionária. Cabe ressaltar que atualmente a Guarupart é controladora da Companhia.

Em 3 de setembro de 2012, o BID deu anuência para que a transação de compra e venda de ações da Transchile Charrúa Transmisión S.A. (“Transchile”) fosse efetuado. Desta forma, a Companhia adquiriu 51% de participação acionária na Transchile, e que eram de titularidade da Guarupart Participações Ltda. (“Guarupart”), atual controladora da Companhia. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R\$ 69.750, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R\$ 11.454.

Aquisição Queluz e Lavrinhas

Em 08 de outubro de 2012 a Companhia exerceu a Opção de Compra das ações preferenciais pertencentes ao Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FI-FGTS nas controladas Usina Paulista Queluz de Energia S/A (“Queluz”) e Usina Paulista Lavrinhas de Energia S/A (“Lavrinhas”), mediante Instrumentos Particulares de Outorga de Opção de Compra de Ações Preferenciais de Emissão celebrados entre as partes, na qual a Companhia adquiriu 4.517.310 ações na Queluz, no montante de R\$ 6.528, e 4.380.836 ações na Lavrinhas, no montante de R\$ 7.168, gerando um ágio de R\$ 1.630 e R\$ 1.890, respectivamente.

Destinação do resultado

De acordo com o artigo 37 do Estatuto Social da Companhia, os acionistas terão de direito de receber como dividendo obrigatório não cumulativo, em cada exercício, 50% (cinquenta por cento) do lucro líquido do exercício, acrescido ou diminuído dos seguintes valores: a) importância destinada à constituição de reserva legal; b) importância destinada à constituição de reserva para contingência e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores.

Destinação do resultado	31/12/2012	31/12/2011
Lucro líquido do exercício antes da participação dos não controladores	538.938	439.044
Atribuíveis aos:		
Acionistas não controladores	(318.530)	(248.517)
Lucro líquido do exercício	220.408	190.527
Constituição de reserva legal	(11.020)	(10.011)
Subtotal	209.388	180.516
Dividendo mínimo obrigatório	(104.694)	(47.553)
(+) ajuste de reapresentação de demonstrações contábeis destinado para reserva de lucros	-	9.698
Reserva de lucros	(104.694)	(142.661)
Saldo de lucros acumulados	-	-

	Ação	31/12/2012	31/12/2011
	Tipo	R\$ p/ ação	R\$ p/ ação
Dividendo mínimo obrigatório	ON	0,64048	0,29012
Dividendo mínimo obrigatório	PN	0,64048	-
Reserva de lucros	ON	0,64048	0,87036
Reserva de lucros	PN	0,64048	-

19. Resultado por ação

Os dados do resultado por ação são apresentados por tipo e natureza de ação. Tal apresentação está de acordo com a prática no Brasil de negociação e cotação de ações em lotes de ações.

A tabela a seguir apresenta o cálculo da média ponderada de ações em circulação e o resultado por ação da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

	Exercício findo em	
	31/12/2012	31/12/2011
Numerador:		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	220.408	190.527
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada do número de ações ordinárias	159.905	163.910
Média ponderada do número de ações preferenciais	3.556	-
Lucro por ação		
Resultado básico e diluído por ação ordinária	1,34838	1,16239
Resultado básico e diluído por ação preferenciais	1,34838	-

20. Receita operacional líquida consolidada

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Receita operacional bruta</u>		
Receita de transmissão de energia	119.332	99.719
Suprimento de energia	175.044	162.459
Remuneração do ativo de concessão	915.115	790.090
Receita de infra-estrutura	134.720	237.926
Total - Receita operacional bruta	1.344.211	1.290.194
<u>Tributos sobre a receita operacional bruta</u>		
PIS	(8.801)	(8.053)
COFINS	(40.605)	(37.144)
ICMS	(1.183)	(2.140)
ISS	(4)	-
IVA	(1.384)	-
	(51.977)	(47.337)
<u>Encargos regulamentares da concessão</u>		
Quota para reserva global de reversão - RGR	(23.896)	(20.670)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(9.698)	(8.542)
	(33.594)	(29.212)
Receita Operacional líquida	1.258.640	1.213.645

21. Custo dos serviços prestados e despesas gerais e administrativas

	Controladora		
	31/12/2012		
	Despesas gerais administrativas	Outras despesas	Total
Material	(254)	-	(254)
Serviços de terceiros	(10.180)	-	(10.180)
Depreciação e amortização	(802)	-	(802)
Aluguéis	(1.879)	-	(1.879)
Seguros	(88)	-	(88)
Doações, contribuições e subvenções	(122)	-	(122)
Perdas de capital	-	(1.874)	(1.874)
PIS sobre outras receitas	-	(481)	(481)
COFINS sobre outras receitas	-	(2.217)	(2.217)
Outros tributos e taxas	(697)	-	(697)
Outras	(254)	-	(254)
Total	(14.276)	(4.572)	(18.848)

	Controladora		
	31/12/2011		
	Despesas gerais administrativas	Outras despesas	Total
Material	(201)	-	(201)
Serviços de terceiros	(10.358)	-	(10.358)
Depreciação e amortização	(505)	-	(505)
Aluguéis	(1.439)	-	(1.439)
Seguros	(17)	-	(17)
Doações, contribuições e subvenções	(40)	-	(40)
PIS sobre outras receitas	-	(479)	(479)
COFINS sobre outras receitas	-	(2.205)	(2.205)
Outros tributos e taxas	(853)	-	(853)
Outras	(88)	-	(88)
Total	(13.501)	(2.684)	(16.185)

	Consolidado			
	31/12/2012			
	Custo dos serviços prestados	Despesas gerais administrativas	Outras despesas	Total
Pessoal	(26.003)	-	-	(26.003)
Material	(4.359)	(658)	-	(5.017)
Serviços de terceiros	(50.450)	(26.487)	-	(76.937)
Depreciação e amortização	-	(802)	-	(802)
Provisão (reversão) para contingências	(1.040)	-	-	(1.040)
Encargos do uso da rede elétrica (CUST)	(7.611)	-	-	(7.611)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(1.744)	-	-	(1.744)
Aluguéis	(4.124)	(3.255)	-	(7.379)
Seguros	(2.858)	(301)	-	(3.159)
Doações, contribuições e subvenções	(264)	(4.565)	-	(4.829)
Reversão de provisão para gastos ambientais	2.486	-	-	2.486
Perdas de capital	-	-	(1.874)	(1.874)
Taxa de fiscalização - TFSEE	-	-	(5.094)	(5.094)
PIS sobre outras receitas	-	-	(481)	(481)
COFINS sobre outras receitas	-	-	(2.217)	(2.217)
Outros tributos e taxas	(297)	(977)	-	(1.274)
Outras	(91)	(415)	(20)	(526)
Total	(96.355)	(37.460)	(9.686)	(143.501)

	Consolidado			
	31/12/2011			
	Custo dos serviços prestados	Despesas gerais administrativas	Outras despesas	Total
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)
Total	(74.179)	(45.092)	(7.252)	(126.523)

22. Custo de infraestrutura

	Consolidado	
	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)
Total	(134.720)	(237.926)

23. Receitas e despesas financeiras

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

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
a) Composição dos tributos no resultado:		
Na rubrica de tributos:		
Correntes	(75.859)	(66.587)
Diferidos	(33.583)	(33.146)
Total	(109.442)	(99.733)
b) Alíquota efetiva:		
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)
Alíquota efetiva	16,9%	18,5%

(*) 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, Transirapé 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
<u>Balanco patrimonial</u>		
<u>Investimento de curto-prazo</u>		
Caixa Econômica Federal (*)	292.190	196
<u>Títulos e valores mobiliários</u>		
Caixa Econômica Federal (*)	-	170.535
<u>Contas a receber - Reembolso de despesas</u>	720	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	152	-
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	568	-
<u>Dividendos a receber</u>	13.257	17.711
Transminas Holding S.A.	2.983	3.480
Empresa Regional de Transmissão S/A-ERTE	8.249	11.109
Sistema de Transmissão Catarinense S/A-STC	982	1.036
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	1.043	889
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A	-	1.197
<u>Juros sobre capital próprio</u>	1.259	6.621
Sistema de Transmissão Nordeste S/A-STN	-	630
Empresa Norte de Transmissão S/A-ENTE	-	4.732
Sistema de Transmissão Catarinense S/A-STC	1.259	1.259
<u>Ativo circulante</u>	307.426	195.063
<u>Adiantamento para futuro aumento de capital</u>		
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	-
Risaralda Energía S.A.S.E.S.P.	1.942	6.426
<u>Contas a receber - Reembolso de despesas</u>	3.379	-
Ferreira Gomes Energia S.A		
<u>Ativo não-circulante</u>	25.427	278.499
<u>Debêntures - Passivo circulante</u>		
FI FGTS - 5ª Emissão	11.086	-
<u>Debêntures - Passivo não-circulante</u>		
FI FGTS - 5ª Emissão	299.941	-
<u>Demonstração do resultado</u>		
<u>Receitas financeiras</u>		
Caixa Econômica Federal (*) - Aplicações financeiras	21.368	17.092
<u>Despesas financeiras</u>		
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 da 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	Guarupar	Financiamento - FINEP	Fiança	72.841	17/12/09	15/05/18	50.922
12/12/11	Conselho de Administração	ETEM	Alupar	Financiamento - BNDES - 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 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 FQ0115-11	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 temata devido ao valor	Não temata devido ao valor	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Prestação de Fiança (BNDES) - contrato 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 irestrita	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.
14/03/11	Conselho de Administração	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.
03/12/12	Diretoria	Foz	Alupar	Fiança	Instrumento Particular de Constituição de Garantia por Prestação de Fiança nº 181386812 - ONS	600	03/12/12	03/12/13	-
11/02/08	Conselho de Administração	Ijuí	Alupar	Financiamento - BNDES	Fiança irestrita	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	Quefuz	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	Quefuz	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 n. 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 - 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	Transirapé	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	CCB celebrada em 30/06/10, mas aval da ALUPAR foi previsto através de aditivo contratual datado de 13/07/10, dada a impossibilidade de oferecimento dos ativos como garantia.
17/12/09	Conselho de Administração	EBTE	Alupar	Financiamento - BNDES - contrato - 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 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 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	Guarupar	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 560, de 11 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas devem divulgar a remuneração de sua alta administração.

De acordo com o nosso Estatuto Social, é de responsabilidade da Assembleia Geral de Acionistas definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria, assim como dos membros do Conselho Fiscal, se instalado, em decorrência do exercício de suas funções. Cabendo ao Conselho de Administração a definição da distribuição da remuneração aos seus membros e aos membros da Diretoria.

A política de remuneração da Companhia aplicável aos Administradores é dividida em uma remuneração fixa e, exclusivamente para os membros da Diretoria, uma parcela variável baseada no desempenho e alcance de metas. A política de remuneração da Companhia manteve-se consistente nos últimos três exercícios sociais.

Na Assembleia Geral realizada em 23 de março de 2012, os acionistas da Companhia aprovaram o valor de até R\$ 7.400 (R\$ 6.300 para o exercício de 2011/2012) para remuneração global dos membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria para o exercício de 2012/2013.

No exercício de 2012 e de 2011, a remuneração foi conforme segue:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Benefícios de curto prazo (a)	4.482	3.787	10.624	8.123
Benefícios pós-emprego (b)	187	185	333	287
Outros benefícios de longo prazo (c)	2.396	1.420	3.622	2.413
Remuneração do conselho	985	988	1.699	1.583
Total	8.050	6.380	16.278	12.406

a) Compostos por ordenados, salários e benefícios não monetários (tais como assistência médica, moradia, automóveis e bens ou serviços gratuitos ou subsidiados);

b) Compostos por pensões, outros benefícios de aposentadoria, seguro de vida pós-emprego e assistência médica pós-emprego;

c) Compostos por licença remunerada, gratificação por tempo de serviço, participação nos lucros, gratificações e outras compensações diferidas; e

Saldo e transações com outras partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011 a Companhia e suas controladas possuem os seguintes saldos envolvendo Partes Relacionadas:

Outras partes relacionadas	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Ativo circulante</u>		
Adiantamento a Fornecedores - Alusa	2.096	20.837
Ferreira Gomes (b)	2.096	20.837
<u>Passivo circulante</u>		
Fornecedores - Alusa	-	388
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (a)	-	388
Fornecedores - Mavi Engenharia e Construções Ltda.		
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	6.989	-
Fornecedores - Bimestral Indústria Metalúrgica Ltda.		
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	5.703
Provisão para constituição de ativos	3.705	23.752
Foz do Rio Claro Energia S.A.	-	203
Ijuí Energia S.A. (c)	-	3.682
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. (a)	2.702	9.344
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (a)	1.003	10.523

(a) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa. Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para execução de projetos, obras civis, serviços de engenharia, montagem eletromecânica e fornecimento de materiais e equipamentos necessários para a implantação da pequena Central Hidrelétrica.

(b) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa no valor de R\$ 162.875 (R\$ 162.875 em 31 de dezembro de 2011), destes, R\$ 156.154 (R\$ 45.348 em 31 de dezembro de 2011) já haviam sido executados em 31 de dezembro de 2012, sendo que nesta mesma data o montante de R\$ 2.096 (R\$ 20.837 em 31 de dezembro de 2011) se encontrava em aberto através de adiantamentos efetuados a coligada Alusa. Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para execução de obras civis, compreendendo a execução das estruturas de concreto vertedouro, tomada d'água, casa de força e área de montagem.

(c) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa. Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para a prestação de serviço e gerenciamento de materiais e equipamentos para a execução das obras civis.

26. Instrumentos financeiros

26.1 Considerações Gerais

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. A Companhia e suas controladas limitam os seus riscos de crédito através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha.

26.2 Valor Justo

Encontra-se a seguir uma compactação por classe do valor contábil e do valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia apresentados nas demonstrações financeiras.

	Consolidado				Critério de avaliação	Classificação
	31/12/2012		31/12/2011			
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo		
Ativo financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	52.791	52.791	26.543	26.543	Valor justo	Valor justo por meio do resultado
Investimentos de curto prazo	497.025	497.025	152.545	152.545	Valor justo	Disponíveis para venda
Títulos e valores mobiliários	86.247	86.247	265.729	265.729	Valor justo	Disponíveis para venda
Contas a receber de clientes	124.146	124.146	119.865	119.865	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo financeiro da concessão	4.232.551	4.232.551	3.906.583	3.906.583	Valor justo	Empréstimos e recebíveis
Cauções e depósitos judiciais	10.243	10.243	6.578	6.578	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
	<u>5.003.003</u>	<u>5.003.003</u>	<u>4.477.843</u>	<u>4.477.843</u>		
Passivos financeiros						
Fornecedores	110.669	110.669	57.606	57.606	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	1.568.843	1.568.843	1.750.482	1.750.482	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Debêntures	1.879.195	1.879.195	1.084.442	1.084.442	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
	<u>3.558.707</u>	<u>3.558.707</u>	<u>2.892.530</u>	<u>2.892.530</u>		

As metodologias utilizadas pela Companhia para a divulgação do valor justo foram as seguintes:

Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo, contas a receber de concessionárias e permissionárias, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão e fornecedores se aproximam do seu respectivo valor contábil.

Empréstimos financiamentos e encargos de dívidas (líquidos dos custos a amortizar):

(i) BNDES: em decorrência desse contrato ser de longo prazo, portanto, não contemplado sob o escopo do CPC 12, que preceitua que passivos dessa natureza não estão sujeitos à aplicação do conceito de valor presente por taxas diversas daquelas a que esses empréstimos e financiamentos já estão sujeitos, pelo fato do Brasil não ter um mercado consolidado para esse tipo de dívida de longo prazo, ficando a oferta de crédito restrita a apenas um ente governamental. Diante do exposto acima, a Companhia utilizou o mesmo conceito na definição do valor justo para esses empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas.

(ii) FCO Banco do Brasil: Como os valores a pagar são reajustados pela TJLP (taxa de juros de referência do Governo Federal), o valor justo dessa dívida é o próprio valor contábil, uma vez que estão refletidas as taxas de mercado para este instrumento financeiro;

O valor justo para as debêntures com mercado ativo não possui diferença relevante para o saldo contábil, uma vez que a variação do valor do preço unitário no mercado secundário divulgado no sítio eletrônico www.debentures.com.br é próximo ao valor contábil. Em 31 de dezembro de 2012, ao percentual mínimo e máximo do preço unitário para as debêntures com mercado ativo foi a seguinte:

	31/12/2012	
	% PUMínimo	% PUMáximo
Alupar Investimento S.A.	98,43	101,83
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE	100,00	100,00
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	100,23	100,23

As debêntures das controladas ETPE, ECTE, Ferreira Gomes, Transirapé e da controlada em conjunto Transudeste que não estão precificadas no mercado ativo, a Companhia, com base nas debêntures do Grupo com características similares, realizou o cálculo do valor justo e não identificou diferenças relevantes.

Não houve reclassificação de categoria de instrumentos financeiros no exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

26.3 Hierarquia do valor justo

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação.

Nível I – preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível II– outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente, e

Nível III– técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado

	Consolidado			
	31/12/2012	Mensuração do valor justo		
		Nível I	Nível II	Nível III
Ativo financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa	52.791	52.791	-	-
Investimentos de curto prazo	497.025	497.025	-	-
Títulos e valores mobiliários	86.247	86.247	-	-
Ativo financeiro da concessão	4.232.551	-	4.232.551	-
	4.868.614	636.063	4.232.551	-

	Consolidado			
	31/12/2011	Mensuração do valor justo		
		Nível I	Nível II	Nível III
Ativos financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa	26.543	26.543	-	-
Investimentos de curto prazo	152.545	152.545	-	-
Títulos e valores mobiliários	265.729	265.729	-	-
Ativo financeiro da concessão	3.906.583	-	3.906.583	-
	4.351.400	444.817	3.906.583	-

No decorrer do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, não houve transferência entre avaliações de valor justo nível I e nível II, e nem transferência entre avaliações de valor justo nível III e nível II.

26.4 Informações sobre Liquidez

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto têm como política a eliminação dos riscos de mercado, evitando assumir posições expostas a flutuações de valores de mercado e operando apenas com instrumentos que permitam controles de riscos. A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela administração da Companhia.

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. O Conselho de Administração estabeleceu um Comitê de Finanças, Auditoria e Partes Relacionadas.

A Companhia e suas controladas possuem um nível significativo de endividamento em razão da necessidade de grande volume de recursos financeiros para a realização de investimentos. Em 31 de dezembro de 2012, o endividamento total consolidado era de R\$ 3.448.038, sendo que 20% desse valor (ou R\$ 688.447) correspondia a endividamento de curto prazo. Desta forma, variações adversas significativas nas taxas de juros na economia brasileira nos impactariam, causando um aumento das despesas futuras da Companhia e de suas controladas, com encargos de dívida ou uma incapacidade de renegociar o prazo de pagamento, o que poderá reduzir o lucro líquido e, conseqüentemente, a capacidade para honrar as obrigações contratuais e os valores disponíveis para distribuição aos acionistas na forma de dividendos e outros proventos. Além disso, a Companhia pode incorrer em endividamento adicional no futuro para financiar aquisições, investimentos ou para outros fins, bem como para a condução de nossas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente.

Caso a Companhia e suas controladas incorram em endividamento adicional, os riscos associados com a sua alavancagem financeira poderão aumentar, tais como a possibilidade de não conseguir gerar caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos a dívida ou para fazer distribuições aos acionistas. Além disso, caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros, poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas, o que pode impactar de forma relevante a capacidade da Companhia e de suas controladas de honrar suas obrigações. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo 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	6.060

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	Posição em 31.12.2012	Projeção Receitas Financeiras - Um Ano				
			Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento	
				Cenário I (-50 %)	Cenário II (-25 %)	Cenário III (+25 %)	Cenário IV (+50 %)
CDI			7,25 %	3,63 %	5,44 %	9,06 %	10,88 %
Aplicações financeiras (Equivalentes de caixa)	CDI	37.314	2.705	1.353	2.029	3.382	4.058
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.

			Projeção Despesas Financeiras - Um Ano					
Empréstimos, financiamentos e debêntures (Moeda nacional) - Consolidado	Taxa de Juros a.a.	Posição em 31.12.2012 (*)	Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento		
				Cenário I (-50 %)	Cenário II (-25 %)	Cenário III (+25 %)	Cenário IV (+50 %)	
CDI			7,25 %	3,63 %	5,44 %	9,06 %	10,88 %	
	CDI +	0,99%	291.369	24.218	13.551	18.885	29.551	34.885
	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	18.626
	CDI +	1,85%	149.098	13.768	8.263	11.016	16.520	19.273
	CDI +	0,00%	324.371	23.517	11.758	17.638	29.396	35.275
TJLP			5,00 %	2,50 %	3,75 %	6,25 %	7,50 %	
	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 +	2,37%	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	19.598	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			5,47 %	2,74 %	4,10 %	6,84 %	8,21 %
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
Total			2.752.586	246.214	158.952	202.583	289.846	333.477

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

Análise de sensibilidade ao risco da moeda - consolidada

Com a 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	Taxa de juros	Posição em 31.12.2012 (*)	Cenário Provável	Depreciação da taxa		Apreciação da taxa	
					Cenário I (-50 %)	Cenário II (-25 %)	Cenário III (+25 %)	Cenário IV (+50 %)
USD				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
	Total		44.306	13.757	(16.538)	(1.390)	28.905	44.053

(*) refere-se ao principal das dívidas sem considerar os encargos e exceto também 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 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 da 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 Foz do Rio Claro, Ijuí, 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 efetivo 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 adverso 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 financeiros

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 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 e financiamentos, deduzidos do caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, conforme segue:

	Controladora		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	152.545
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
Índice de endividamento líquido	26,3%	17,8%	91,5%	85,0%

27. Informações por Segmento

Os segmentos operacionais da Alupar consistem na atividade de transmissão e geração de energia.

Os segmentos mencionados acima refletem à 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:

	Demonstração do resultado segregado por atividade 31/12/2012					
	Transmissão	Geração	Holding	Subtotal	Eliminações	Total
Receita operacional líquida	1.161.616	160.704	-	1.322.320	(63.680)	1.258.640
Custo dos serviços prestados	(66.163)	(33.402)	-	(99.565)	3.210	(96.355)
Compra de Energia	-	(23.316)	-	(23.316)	-	(23.316)
Custo de construção	(157.607)	-	-	(157.607)	22.887	(134.720)
Depreciação / Amortização	(5.581)	(32.370)	-	(37.951)	2.169	(35.782)
	(229.351)	(89.088)	-	(318.439)	28.266	(290.173)
Lucro bruto	932.265	71.616	-	1.003.881	(35.414)	968.467
(Despesas) receitas operacionais						
Administrativas e gerais	(18.326)	(6.365)	(14.428)	(39.119)	1.659	(37.460)
Pessoal	(11.558)	(3.529)	(10.119)	(25.206)	1.116	(24.090)
Honorários da diretoria e conselho de administração	(7.042)	(1.605)	(8.050)	(16.697)	419	(16.278)
Taxa de fiscalização - TFSEE	(4.924)	(312)	-	(5.236)	142	(5.094)
Despesas financeiras	(157.734)	(56.706)	(77.421)	(291.861)	13.853	(278.008)
Encargos e variações monetárias sobre empr. e financ.	(141.627)	(55.605)	(76.239)	(273.471)	12.672	(260.799)
Variações Cambiais	(1.390)	(707)	499	(1.598)	(115)	(1.713)
Outras	(14.717)	(394)	(1.681)	(16.792)	1.296	(15.496)
Receitas financeiras	16.236	2.010	28.332	46.578	(1.323)	45.255
Receitas de aplicações financeiras	15.301	1.980	27.114	44.395	(1.012)	43.383
Outras	935	30	1.218	2.183	(311)	1.872
Resultado de Equivalência Patrimonial	35.757	-	324.458	360.215	(360.215)	-
Outras receitas	32	-	148	180	-	180
Outras despesas	(20)	-	(4.572)	(4.592)	-	(4.592)
	(147.579)	(66.507)	238.348	24.262	(344.349)	(320.087)
Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	784.686	5.109	238.348	1.028.143	(379.763)	648.380
Imposto de renda e contribuição social correntes	(74.192)	(2.811)	-	(77.003)	1.144	(75.859)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(34.269)	239	-	(34.030)	447	(33.583)
	(108.461)	(2.572)	-	(111.033)	1.591	(109.442)
Lucro antes da participação de não controladores	676.225	2.537	238.348	917.110	(378.172)	538.938
Participação de não controladores	-	-	-	-	(318.530)	(318.530)
Lucro Líquido do Exercício	676.225	2.537	238.348	917.110	(696.702)	220.408
Ativos operacionais	4.743.285	2.020.256	1.754	6.765.295	(308.640)	6.456.655
Passivos operacionais	209.082	115.943	3.822	328.847	(11.781)	317.066

Os ativos dos segmentos em 31 de dezembro de 2012 incluem “contas a receber de clientes” no montante de R\$ 124.146, “contas a receber ativo financeiro” no montante de R\$ 4.232.551, “estoques” no montante de R\$ 23.118, 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:

Demonstração do resultado segregado por atividade 31/12/2011						
	Transmissão	Geração	Holding	Subtotal	Eliminações	Total
Receita operacional líquida	1.208.163	147.920	-	1.356.083	(142.438)	1.213.645
Custo dos serviços prestados	(65.734)	(13.368)	-	(79.102)	4.923	(74.179)
Compra de Energia	-	(46.371)	-	(46.371)	-	(46.371)
Custo de construção	(321.493)	-	-	(321.493)	83.567	(237.926)
Depreciação / Amortização	(1.975)	(21.718)	-	(23.693)	60	(23.633)
	(389.202)	(81.457)	-	(470.659)	88.550	(382.109)
Lucro bruto	818.961	66.463	-	885.424	(53.888)	831.536
(Despesas) receitas operacionais						
Administrativas e gerais	(14.723)	(17.540)	(13.657)	(45.920)	828	(45.092)
Pessoal	(12.480)	(6.950)	(9.776)	(29.206)	556	(28.650)
Honorários da diretoria e conselho de administração	(5.502)	(943)	(6.380)	(12.825)	419	(12.406)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(453)	-	(453)	-	(453)
Taxa de fiscalização - TFSEE	(4.314)	(47)	-	(4.361)	245	(4.116)
Despesas financeiras	(161.734)	(44.199)	(64.542)	(270.475)	13.158	(257.317)
Encargos e variações monetárias sobre empr. e financ.	(155.815)	(42.343)	(63.282)	(261.440)	12.956	(248.484)
Variações Cambiais	(2.070)	-	9	(2.061)	(15)	(2.076)
Outras	(3.849)	(1.856)	(1.269)	(6.974)	217	(6.757)
Receitas financeiras	25.142	2.700	34.311	62.153	(4.459)	57.694
Receitas de aplicações financeiras	16.514	1.420	33.220	51.154	(1.462)	49.692
Outras	8.628	1.280	1.091	10.999	(2.997)	8.002
Resultado de Equivalência Patrimonial	21.740	-	269.226	290.966	(290.966)	-
Outras receitas	21	30	213	264	-	264
Outras despesas	-	-	(2.683)	(2.683)	-	(2.683)
	(151.850)	(67.402)	206.712	(12.540)	(280.219)	(292.759)
Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	667.111	(939)	206.712	872.884	(334.107)	538.777
Imposto de renda e contribuição social correntes	(72.846)	(2.192)	-	(75.038)	8.451	(66.587)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(33.195)	-	-	(33.195)	49	(33.146)
	(106.041)	(2.192)	-	(108.233)	8.500	(99.733)
Lucro antes da participação de não controladores	561.070	(3.131)	206.712	764.651	(325.607)	439.044
Participação de não controladores	-	-	-	-	(248.517)	(248.517)
Lucro Líquido do período	561.070	(3.131)	206.712	764.651	(574.124)	190.527
Ativos operacionais	4.365.326	1.644.234	1.688	6.011.248	(332.035)	5.679.213
Passivos operacionais	145.581	113.243	3.560	262.384	(15.206)	247.178

Os ativos dos segmentos em 31 de dezembro de 2011 incluem “contas a receber de clientes” no montante de R\$ 119.865, “contas a receber ativo financeiro” no montante de R\$ 3.906.583, “estoques” no montante de R\$ 21.441, e “imobilizado” no montante de R\$ 1.631.325.

Os passivos dos segmentos em 31 de dezembro de 2011 não incluem “empréstimos, financiamentos e debêntures” no montante de R\$ 2.834.924, “tributos a recolher” no montante de R\$ 84.193, “dividendos a pagar” no montante de R\$ 78.942, “provisões para litígios” no montante de R\$ 2.844, “adiantamento para futuro aumento de capital” no montante de R\$ 16.575, e “tributos e contribuições sociais diferido” no montante de R\$ 332.793.

28. Benefícios a empregados

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto oferecem aos seus empregados benefícios que englobam basicamente: assistência médica, vale transporte, auxílio alimentação, auxílio educação, plano de previdência privada que por sua vez oferece planos de complementação de aposentadoria, onde o plano de aposentadoria é de contribuição definida, sendo utilizado o regime financeiro de capitalização, no cálculo atuarial das reservas.

A tabela abaixo demonstra os valores dos benefícios concedidos aos empregados da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Assistência médica e vale transporte	2.470	2.345
Previdência privada (*)	988	1.357
Educação	219	366
Auxílio alimentação	1.840	7
Outros	2.513	1.241
Total	8.030	5.316

(*) A Companhia e suas controladas patrocinam planos de benefícios suplementares de aposentadoria para seus empregados. O Banco Privado é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia e suas controladas. O custeio do plano para as parcelas de contribuição definida é paritário entre a Companhia e suas controladas e os empregados. O custeio da parcela de contribuição definida é baseado em percentual escolhido livremente pelo participante (no valor de 1% sobre a parcela do salário de participação limitado até 8%, variando de acordo com a faixa etária do empregado) e com contrapartida, a Companhia e suas controladas farão a contribuição no valor de 100% da contribuição efetuada pelo participante.

29. Compromissos

Contrato de Compra e Venda de Ações de emissão da ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.

Em 10 de novembro de 2009, a Alupar Investimento S.A (compradora), a MDU Sul Transmissão de Energia Ltda. (vendedora) e a CENTENNIAL ENERGY HOLDINGS INC (garantidora), firmaram um contrato de compra e venda de ações, cujo objeto é a aquisição pela Alupar de 4.213.710 (quatro milhões, duzentas e treze mil, setecentas e dez) ações ordinárias da ECTE ("Ações"), em quatro porções distintas, sendo: a primeira de 1.053.429 (um milhão, cinquenta e três mil, quatrocentas e vinte e nove) ações ordinárias e nominativas de emissão da ECTE ("Lote(s) de Ações") e as demais de 1.053.427 (um milhão, cinquenta e três mil, quatrocentas e vinte e sete) ações ordinárias. Os Lotes de Ações deverão ser transferidos pela Vendedora para a Compradora mediante o pagamento do Preço de Compra, que deverá ocorrer em quatro parcelas anuais, sendo a primeira parcela devida somente após 12 meses da Data de Fechamento e as três seguintes em parcelas a serem pagas sucessivamente a cada 12 meses, juntamente com a transferência do respectivo Lote de Ações, tudo conforme definido no Contrato;

Referido contrato foi aprovado pelo BNDES em 29 de junho de 2010, Bancos Financiadores em 02 de junho de 2010 e pela ANEEL em 25 de maio de 2010.

O primeiro lote de ações foi adquirido pela Companhia na data de 11 de novembro de 2011 e o segundo em 06 de agosto de 2012.

Fornecedores de Materiais e Serviços

Em 31 de dezembro de 2012, a controlada Ferreira Gomes contratou o montante de R\$ 631.534 (R\$ 570.936 em 31 de dezembro de 2011) junto a fornecedores de materiais e serviços para construção e implantação da UHE Ferreira Gomes, deste montante, R\$ 472.505 (R\$ 228.968 em 31 de dezembro de 2011) já foram executados e R\$ 146.977 (R\$ 122.859 em 31 de dezembro de 2011) adiantados, o restante será executado conforme cronograma do empreendimento.

Em 31 de dezembro de 2012, a controlada ETSE havia contratado, ou estava em fase final de contratação de fornecimento de equipamentos, materiais e serviços no montante aproximado de R\$ 119.000. Foram executados 100% dos projetos básico, subestações e linhas de transmissão, bem como 70% das liberações fundiárias e ambientais. O investimento realizado totaliza aproximadamente R\$ 11.000.

Em 16 de maio de 2012, a controlada TNE contratou o montante de R\$ 120.380 junto a Alubar Metais e Cabos S/A (fornecedor de cabos de alumínio). Deste montante, R\$ 8.305 já foram adiantados, o restante será entregue e executado conforme cronograma do empreendimento.

30. Medida Provisória 579/2012

Em 11 de setembro de 2012 foi emitida a MP 579/2012, entre outras medidas estabelece regras para renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia. A Administração avaliou o teor da referida MP e entende que tais medidas não causarão impactos diretos nas controladas, pois os contratos de concessões possuem vencimentos posteriores aos estabelecidos na Medida Provisória.

Esta MP definiu que as concessões de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. A tarifa ou receita a ser definida na renovação da concessão, deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente.

Esta MP contempla também o fim da arrecadação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), e da cobrança da Reserva Geral de Reversão (RGR) para distribuidoras, novos empreendimentos de transmissão e concessões prorrogadas ou licitadas.

31. Seguros

A companhia e suas controladas e controladas em conjunto mantêm cobertura de seguros contra sinistros sobre bens do ativo imobilizado, em montante considerado suficiente pela administração para cobrir eventuais riscos sobre os seus ativos e/ou responsabilidades.

Os seguros vigentes em 31 de dezembro de 2012 estão assim distribuídos:

Risco	Importância segurada	Prêmio
Responsabilidade civil	173.500	516
Riscos de engenharia	907.000	3.570
Riscos nomeados / operacionais	358.656	1.216
Compreensivo empresarial	1.350	5
Veículos	Apólice coletiva	39

32. Eventos subsequentes

Em 18 de janeiro de 2013, mediante “Termo de Cessão e Transferência de Ações Ordinárias Nominativas a Título Gratuito” celebrado entre a Alupar (Cessionário) e a Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. (Cedente), ocorreu a cessão por parte da Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. de 868.900 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal do capital social, a título gratuito, da controlada Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A - ETEM. Dessa modo, a Companhia passou a deter 26.172.251 ações ordinárias correspondendo a 62,06% do capital social.

Em 29 de janeiro de 2013 houve liberação da parcela remanescente no montante de R\$ 11.044 do contrato de financiamento, celebrado no dia 26 de setembro de 2012 pela controlada Ferreira Gomes, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no montante de R\$ 121.724, cuja liberação do montante de R\$ 110.680 já havia ocorrido em outubro de 2012.

No dia 29 de janeiro de 2013 a Companhia adiantou a título de adiantamento para futuro aumento de capital para a controlada Ferreira Gomes o montante de R\$ 40.000.