



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2012, em conjunto com as demonstrações contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, acrescidas do Balanço Social, Demonstração do Valor Adicionado-DVA e Demonstração do Fluxo de Caixa, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da LINHAS DE TRANSMISSÃO DO ITATIM S/A ("ITATIM") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

SETOR ELÉTRICO

O Sistema de Transmissão Interligado Nacional

As primeiras linhas de transmissão foram implantadas pelas concessionárias de distribuição para ligar sua geração própria aos consumidores de sua área de atuação.

A partir da década de 50, o Estado intervém constituindo empresas com o propósito de implantar e operar grandes parques de geração. Essas empresas (Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul) eram responsáveis também pela maioria das extensas linhas de alta tensão que transportavam a energia gerada aos centros de consumo.

O restante do sistema interligado era composto por linhas de empresas de distribuição, atuando em suas respectivas áreas de concessão.

A partir da criação da Eletrobrás, na década de 60, a expansão da geração e transmissão começa a ser planejada de modo a otimizar o atendimento ao mercado. A rede de transmissão em alta tensão que então se formava, interligando as usinas geradoras (de concessionárias de geração e distribuição) aos mercados consumidores (concessionárias distribuição e grandes consumidores) passa a ser chamada Sistema Interligado.

Em 1973 é constituído o GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada - promovendo mecanismos de cooperação entre as empresas e o uso racional das instalações com baixos custos operacionais. O GCOI foi o embrião do atual ONS.

A operação centralizada do Sistema Interligado tem como base a interdependência operativa entre as usinas, a interconexão dos sistemas elétricos e a integração dos recursos de geração e transmissão para o atendimento ao mercado.

A interdependência operativa deriva do aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas.

Até meados da década de 90 o país tinha dois grandes subsistemas de transmissão: um para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; outro para o Nordeste e parte da região Norte. A maior parcela da região Norte permanecia isolada. A geração em cada um desses subsistemas é majoritariamente hidráulica. Embora a estação chuvosa seja a mesma em quase todo o país (dezembro a abril), há diferenças na intensidade das precipitações: na região Norte, as chuvas são mais intensas e homogêneas ao longo do ano; já no Nordeste os meses secos podem ser muito rigorosos.

Tal fato motivou os projetos de interligação Norte-Sul e Norte-Nordeste licitados nos últimos anos que permitiu a transferência de energia dos sistemas hídricos das regiões Norte (bacia do Tocantins) e Sul (principalmente Itaipu) para as regiões Sudeste e Nordeste.

A partir da década de 90, o Governo passa a patrocinar a mudança do modelo energético.

Sob o novo modelo, tem-se a cisão dos negócios Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, bem como a dissociação entre área de atuação e exploração da rede (isto é, a concessionária não está mais limitada a uma região específica de atuação).

A maioria das empresas de distribuição é privatizada. Novas licitações são feitas para exploração de usinas geradoras e construção e operação de novas linhas de transmissão.

A implantação do novo modelo do sistema elétrico impacta a rede de transmissão e seus operadores de forma especial.

Passa a ser considerada como concessionária de transmissão a empresa responsável pela operação de linhas pertencentes à Rede Básica. Essas empresas têm remuneração própria, ao longo do período de concessão, independente da carga transportada e vinculada ao investimento na implantação e à disponibilidade das linhas.

Pretende-se com o novo modelo facilitar a entrada de novos players no negócio Transmissão, aumentando a concorrência e a especialização. Através desses novos investimentos espera-se ampliar a capilaridade da rede de transmissão, com melhoria na confiabilidade e flexibilidade operativas.

O Segmento da Transmissão

Pelo novo modelo, as concessões das novas linhas de transmissão passaram a ser ofertadas em leilão público. Regras claras e a baixa percepção de risco por parte dos investidores levaram o recém criado setor de Transmissão a um rápido crescimento, com a entrada de novos players e uma intensa competição que tem levado a deságios de mais de 50 %.

Após a entrada do governo Lula, modificações foram feitas no modelo de licitação de novas linhas, as principais sendo a transferência, para o Ministério de Minas e Energia, do gerenciamento das licitações e a permissão de que as concessionárias federais concorram aos leilões, desde que associadas e com participação minoritária. De modo geral, entretanto, essas modificações foram pequenas, não alterando a essência do modelo.

O ONS tem cumprido dois papéis: o de coordenar a operação da Rede Básica e gerenciar o acesso de novos usuários, e o papel de nortear a expansão da Rede Básica no horizonte de 3 anos, indicando a transmissão necessária em cada região e os limites interregionais. O planejamento em horizonte superior a 3 anos, indicando as soluções estruturais para o sistema de transmissão, é de responsabilidade da EPE.

Sendo a geração majoritariamente hidroelétrica, as novas linhas têm tido a função de integrar as bacias, transferindo grandes blocos de energia para regiões com escassez de chuva. A transmissão funciona assim como uma usina virtual, lançando mão da diversidade dos regimes de chuvas e vazões dos rios das principais bacias hidrográficas.

Dados do ONS indicam que, desde 1998, a taxa de crescimento da rede evoluiu de 0,8 % para 3 % ao ano e os limites de transferência entre Itaipu/Região Sul para a Região Sudeste triplicaram, enquanto os das Regiões Norte/Sudeste para a Região Nordeste mais do que quadruplicaram.

A LINHAS DE TRANSMISSÃO DO ITATIM

A Linhas de Transmissão do Itatim S.A. ("Itatim" ou "Companhia"), sociedade anônima de capital fechado, foi constituída em 8 de dezembro de 2008 e está estabelecida no Rio de Janeiro, com filiais em Campo Grande - MS e Goiânia - GO. Em 24 de novembro de 2008, a Cobra Instalações e Serviços S.A. foi declarada vencedora do Leilão Público nº 008/2008, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro para a aquisição da Concessão de Transmissão de Energia Elétrica referente ao lote A. O decreto de outorga da concessão, sem número, datado de 18 de março de 2009 foi publicado no Diário Oficial de 19 de março de 2009.

Em 31 de dezembro de 2012, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 222.000.000,00, dividido em 222.000.000 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, no valor nominal de R\$ 1,00 (em reais).

Acionistas	%
State Grid Brazil Holding S.A.	100
	100

O Objeto de nossa Sociedade é a exploração de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à disponibilização de nossa rede de transmissão de energia elétrica. Nossa atividade é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas Energia - MME.

EXERCÍCIO 2012

Receita:

O valor anual da receita, fixado pela ANEEL, para o período de Julho 2012 - Junho 2013 é de R\$ 33.168.091,47 mil. Tal valor é fixo, definido no Contrato de Concessão, e reajustado anualmente em 1º de Julho pela variação do IPCA nos 12 meses findos em 31 de maio precedente ao reajuste.

A receita mensal é objeto de uma dedução de uma parcela variável, em função do tempo em que as linhas fiquem indisponíveis. No exercício de 2012, a ITATIM não teve dedução por este conceito.

A ITATIM fatura mensalmente a todos os Usuários do Sistema Interligado pelo uso do Sistema de Transmissão da rede básica, com independência do uso específico das suas próprias instalações. Os valores devidos por cada um dos Usuários são definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

A título de exemplo, o número de usuários do mês de dezembro de 2012 alcançou a cifra de 273, com uma média de R\$ 12 por fatura.

Distribuição de Usuários			
Valor da fatura	Quantidade	Totais	Média
< 10.000	223	392	2
10.000 - 100.000	40	1.328	33
100.000 - 200.000	7	919	131
200.000 - 300.000	3	758	253
>300.000	0	0	0
SOMAS	273	3.398	12

A composição da tarifa em dezembro de 2012 é como segue:

Composição da tarifa	Usuários da Rede Básica
Receita Garantida	59.731.994,29
Impostos	
PIS	-987.113,38
COFINS	-4.546.715,05
ICMS	
Taxas	
Fiscalização	-110.567,18
CCC	
RGR	-1.342.348,43
P&D	-594.829,64
CCC	-11.337,29
Compensação financeira	
Custo da energia comprada para revenda	
Encargos de uso da rede elétrica	
Despesas de pessoal	-1.326.566,49
Outras despesas operacionais	-20.658.424,66
Tarifa bruta da concessionária (*)	30.154.092,17

DEMONSTRAÇÃO DO BALANÇO SOCIAL DE 2012/2011 (Valores Expressos em Milhares de Reais)

1) Base de Cálculo	2012			2011		
	Valor (Mil Reais)	% Sobre RO	% Sobre RL	Valor (Mil Reais)	% Sobre RO	% Sobre RL
Receita Líquida (RL)	113.298.992,63			308.389.694,70		
Resultado Operacional (RO)	-89.252.302,73			22.765.077,87		
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	1.218.735,25			875.284,86		
2) Indicadores Sociais Internos	Valor (R\$ MIL)	% Sobre FPB	% Sobre RL	Valor (R\$ MIL)	% Sobre FPB	% Sobre RL
Alimentação	14.601,11	1,20%	0,01%	8.541,07	0,99%	0,00%
Encargos sociais compulsórios	302.171,50	24,79%	0,27%	176.331,87	20,09%	0,06%
Previdência privada	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Saúde	68.293,77	5,60%	0,06%	52.702,98	5,98%	0,02%
Capacitação e desenvolvimento profissional	5.540,13	0,45%	0,00%	6.118,80	0,71%	0,00%
Outros	14.171,31	1,16%	0,01%	83.350,63	9,54%	0,04%
Vale Transporte	5.224,92	0,43%	0,00%	4.497,90	0,54%	0,00%
Total - Indicadores Sociais Internos	410.002,74	33,64%	0,36%	331.543,25	37,86%	0,11%
3) Indicadores Social Externos	Valor (R\$ MIL)	% Sobre RO	% Sobre RL	Valor (R\$ MIL)	% Sobre RO	% Sobre RL
Educação	-	0,00%	-	-	0,00%	-
Cultura	187.634,47	0,82%	0,17%	100.266,29	0,44%	0,03%
Total - Indicadores Sociais Externos	187.634,47	0,82%	0,17%	100.266,29	0,44%	0,03%
Total de contribuições para sociedade	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tributos-excluídos encargos sociais	0%		0%	0%		0%

6) Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	-
Número total de acidentes de trabalho	-
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos	(X) pela direção
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos	() pela direção
A participação nos lucros ou resultados contempla	() pela direção
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa	() não são considerados
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa	() não se envolve

Desempenho econômico-financeiro

No exercício 2012 a ITATIM teve uma Receita Base bruta de R\$ 120.781.336,42 (327.953.031,83 em 2011) que, após a dedução dos impostos sobre o faturamento, resultou em uma receita líquida de R\$ 113.298.992,63 (296.649.376,39 em 2011).

O lucro/prejuízo operacional, EBITDA, foi de R\$ 84.414.257,66 (13.718.713,18 em 2011), e uma vez descontados as amortizações, as despesas financeiras e os extraordinários, obtemos um lucro/prejuízo antes de impostos de R\$ (114.765.045,25) (5.658.613,03 em 2011).

O Lucro Líquido do exercício, após a Provisão para o Imposto de Renda e para a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, foi de (R\$ 123.837.271,76) (4.241.821,53 em 2011), correspondente a R\$ 45,00 por lote de 1.000 ações do capital.

Os Principais indicadores econômico-financeiros ao final do exercício de 2012 e 2011 são:

	2012	2011
• Liquidez Geral	128,27%	185,37%
• Liquidez Corrente	80,85%	17,97%
• Relação Patrimônio Líquido/Ativo Total	22,05%	46,07%
• Relação Exigível Total/Ativo Total	77,95%	53,93%
• Rentabilidade do Patrimônio Líquido (%)	(105,73)%	1,51%
• Relação Lucro Operacional/Patr. Líquido	(72,07)%	4,88%
• Endividamento do patrimônio Líquido	353,41%	117,08%

Valor Adicionado: Em 2012 o valor adicionado líquido gerado pela ITATIM foi de R\$ 81.912.345,69 mil, representando 68% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição: 2% (pessoal), 18% (Governo), 32% (Acionistas) e -152% (Financiadores).

Distribuição de Dividendos:

Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo de 50% calculado sobre o lucro líquido do exercício, ajustado de conformidade com a legislação societária vigente.

A Concessionária constituiu Reserva Legal de 5% de Seu Lucro Líquido, de modo a assegurar a realização da manutenção e de eventuais obras no exercício seguinte.

Os demais valores provenientes dos Lucros Acumulados estão sendo mantidos dentro do Patrimônio Líquido na conta de Lucros Acumulados, aguardando decisão dos acionistas em futuras assembleias.

Responsabilidade Ambiental

A gestão ambiental caracteriza-se por ser o conjunto de ações gerenciais, administrativas e executivas que possibilitam o planejamento ambiental. Parte destas ações tem, por objetivo, prevenir e reduzir as interferências ambientais ocasionadas na construção do empreendimento.

As Linhas de Transmissão do Itatim S.A. - LTI, para fins de licenciamento, foram divididas da seguinte forma:

- LICENÇA DE OPERAÇÃO 564/2011/IMASUL (29/12/2011) - LT 138kV;
- LICENÇA DE OPERAÇÃO 123/2012/IMASUL (05/03/2012) - SE Guatambu;
- LICENÇA DE OPERAÇÃO 557/2011/IMASUL (29/12/2011) - SE Chapadão;
- LICENÇA DE OPERAÇÃO 568/2011/IMASUL (29/12/2011) - Canteiro;
- LICENÇA DE OPERAÇÃO 392/2010/IMASUL (05/11/2010) - Rede Básica 230 kV/440 kV.
- LICENÇA DE OPERAÇÃO 393/2010/IMASUL (05/11/2010) - SE's Ilha Solteira II, Inocência, Ampliação Ilha Solteira I;
- RETIFICAÇÃO LO 1059/2011/IBAMA (26/04/2012) - Chapadão - Porto das Águas/Guatambu-Nardini.

As Linhas estão operando em plena conformidade com a legislação brasileira, atendendo a todos os requisitos de meio ambiente e exigências de saúde, higiene, segurança e medicina do trabalho. Na fase de operação de seu empreendimento são desenvolvidos Programas Ambientais visando mitigar e/ou compensar os impactos, conforme determinado nas Licenças Ambientais.

Indicação dos Programas Ambientais Realizados no decorrer do ano de 2012

Nome do Programa	Atividades Realizadas em 2012 (Sim ou não)
Programas de Controle e Prevenção de Processos Erosivos e de Recuperação de Áreas Degradadas	Sim
Gerenciamento dos Resíduos Gerados na Operação das Linhas	Sim
Programa de Recuperação de Áreas Degradadas - PRAD	Sim
Programa de Comunicação Social	Sim
Programa de Educação Ambiental	Sim
Programa de Combate a Incêndios na Faixa de Servidão	Sim
Programa de Reposição Florestal	Sim

Resumo das Atividades

Em atendimento às Condicionantes das Licenças de Operações acima indicadas, emitidas pelo IMASUL e de acordo com as atividades próprias da fase de operação, foram desenvolvidos os seguintes Programas Ambientais no ano de 2012:

- Programas de Controle e Prevenção de Processos Erosivos e de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Gerenciamento dos Resíduos Gerados na Operação das Linhas;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas - PRAD;
- Programa de Comunicação Social;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Combate a Incêndios na Faixa de Servidão;
- Programa de Reposição Florestal.

Abaixo se encontra em uma descrição sucinta do que foi desenvolvido:

• Programas de Controle e Prevenção de Processos Erosivos e de Recuperação de Áreas Degradadas

Durante os meses de Junho e Julho de 2012 foram realizadas inspeções ambientais ao longo das Linhas de Transmissão do Itatim voltadas para a identificação e o monitoramento de processos erosivos. Os processos erosivos monitorados são decorrentes das atividades diretamente relacionadas à LT, desde sua implantação, ou ainda processos naturais ou provenientes de ações de terceiros e estão presentes nos acessos, vãos entre torres ou áreas de torre.

As inspeções se focaram nos locais críticos identificados através dos relatórios ambientais anteriores e consulta à equipe de comissionamento da LT e também pela observação em campo dos encarregados de manutenção da linha que indicaram os locais com processos erosivos em desenvolvimento.

• Gerenciamento dos Resíduos Gerados na Operação das Linhas

O gerenciamento dos resíduos da obra de implantação das Linhas de Transmissão ficou a cargo da empresa construtora contratada para construção civil e instalação das estruturas. Contudo foi realizado um acompanhamento pela equipe da Dossel Ambiental e elaborado no início de 2012 o relatório de controle de resíduos, apresentado junto aos relatórios anuais de atividades.

• Programa de Recuperação de Áreas Degradadas - PRAD

Durante os meses de Junho e Julho de 2012 foram realizadas inspeções ambientais ao longo das Linhas de Transmissão do Itatim voltadas para a identificação e o monitoramento de processos erosivos. Os processos erosivos monitorados são decorrentes das atividades diretamente relacionadas à LT, desde sua implantação, ou ainda processos naturais ou provenientes de ações de terceiros e estão presentes nos acessos, vãos entre torres ou áreas de torre.

As inspeções se focaram nos locais críticos identificados através dos relatórios ambientais anteriores e consulta à equipe de comissionamento da LT e também pela observação em campo dos encarregados de manutenção da linha que indicaram os locais com processos erosivos em desenvolvimento.

• Programa de Comunicação Social

Em 2012, as atividades de comunicação social e educação ambiental foram realizadas em conjunto e todas estão descritas nos respectivos relatórios anuais de cada licença de operação.

• Programa de Educação Ambiental

Em 2012, as atividades de comunicação social e educação ambiental foram realizadas em conjunto e todas estão descritas nos respectivos relatórios anuais de cada licença de operação.

• Programa de Combate a Incêndios na Faixa de Servidão

Em 2012, foi realizado o acompanhamento e monitoramento deste programa conforme descrito no Relatório Final de Atividades da Licença de Instalação nº 802/2011.

• Programa de Reposição Florestal

No ano de 2012 foram executadas por este programa apenas as atividades de planejamento, gestão institucional, negociação e definição do local de plantio das mudas.

Pesquisa e desenvolvimento

Em 2012 a ITATIM não possuía Projeto de PeD.

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da sociedade. Nossos especiais reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional. Também queremos deixar consignados nossos agradecimentos aos colaboradores, prestadores de serviços, seguradoras, usuários, entidades financeiras, demais agentes do Setor Elétrico e a todos que, direta ou indiretamente, colaboraram para o êxito das atividades da Empresa e para o cumprimento da nossa missão de concessionária.

Rio de Janeiro, 05 de abril de 2013.

A Administração

4) Indicadores Ambientais (Relacionados com a operação da empresa)	Valor (R\$ MIL)	% Sobre RO	% Sobre RL	Valor (R\$ MIL)	% Sobre RO	% Sobre RL
Em Programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Desapropriação de terras	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
5) Indicadores do Corpo Funcional						
Empregados no final do período	6			6		
Escolaridade dos empregados						
Superior e extensão universitária	5			5		
2º grau	1			1		
1º grau	-			-		
Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	1			1		
De 30 até 45 anos (exclusive)	5			5		



BALANÇOS PATRIMONIAIS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em reais)

	Nota	2012	2011
Ativo			
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários	4	51.996.149,27	1.948.005,55
Concessionárias e permissionárias	5	11.826.359,28	8.778.399,41
Impostos a recuperar	6	724.257,27	338.467,35
Contas a receber - ativo financeiro indenizável	7	36.753.455,04	37.003.000,00
Outros créditos		1.010.726,97	847.709,74
		102.310.947,83	48.915.582,05
Ativo não circulante			
Outros créditos		-	4.744.403,11
Contas a receber - ativo financeiro indenizável	7	428.658.823,34	556.251.683,00
Imobilizado, líquido		92.722,21	143.223,15
		428.751.545,55	561.139.309,26
Total do ativo		531.062.493,38	610.054.891,31

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	Nota	2012	2011
Passivo			
Passivo circulante			
Fornecedores		3.008.944,01	169.768.794,97
Empréstimos - partes relacionadas		90.913,42	-
Empréstimos	9	119.696.649,20	95.734.707,05
Impostos e contribuições sociais		1.087.890,03	4.239.284,67
Taxas regulamentares	8	2.389.610,63	916.996,43
Dividendos propostos		-	2.014.865,23
Outros passivos circulantes		269.126,73	(479.141,65)
		126.543.134,02	272.195.506,70
Passivo não circulante			
Empréstimos - partes relacionadas		-	600.000,00
Empréstimos	9	252.938.218,09	-
Impostos diferidos		15.240.272,49	56.236.128,18
Outros passivos não circulantes		19.215.578,78	-
		287.394.069,36	56.836.128,18
Patrimônio líquido	10		
Capital social		236.160.000,00	222.000.000,00
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	56.235.559,90
Reservas de lucros		(119.034.709,99)	2.014.865,23
Reserva legal		-	772.831,30
		117.125.290,00	281.023.256,43
Total do passivo e do patrimônio líquido		531.062.493,38	610.054.891,31

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (Em reais)

	Nota	2012	2011
Receita operacional líquida	14	113.298.992,63	296.649.376,39
Custo da operação		(41.452.748,69)	(282.930.663,21)
Pessoal		(242.870,40)	(2.259,00)
Material		(2.560,06)	(6.713,26)
Serviços de terceiros		(2.405.550,29)	(673.654,04)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica		(110.567,18)	(14.344,05)
Arrendamentos e alugueis		(108.444,52)	-
Custo de construção e outras		(38.582.756,24)	(282.233.692,86)
Lucro operacional bruto		71.846.243,94	13.718.713,18
Despesas operacionais		(161.056.714,38)	(2.642.449,44)
Pessoal e administradores		(1.083.696,09)	(902.000,00)
Outras		(159.973.018,29)	(1.740.449,44)
Lucro antes do resultado financeiro		(89.210.470,44)	11.076.263,74
Resultado financeiro		(25.554.574,81)	(5.417.650,71)
Receita financeira		300.871,03	408.277,49
Receitas de aplicações financeiras		286.601,11	293.011,85
Outras receitas financeiras		14.269,92	115.265,64
Despesa financeira		(25.855.445,84)	(5.825.928,20)
Juros		(23.116.396,16)	(4.410.098,87)
Outras despesas financeiras		(2.739.049,68)	(1.415.829,33)
Lucro antes dos impostos		(114.765.045,25)	5.658.613,03
Imposto de renda e contribuição social	13	(9.072.226,51)	(1.416.791,50)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(123.837.271,76)	4.241.821,53

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (Em reais)

	2012	2011
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	(123.837.271,76)	4.241.821,53
Outros resultados abrangentes	-	-
Total dos resultados abrangentes do exercício	(123.837.271,76)	4.241.821,53

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (Em reais)

	Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reserva de lucros	Dividendos retidos	Prejuízo acumulado	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2010	222.000.000,00	42.193.884,55	560.740,23	-	-	264.754.624,78
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	14.041.675,35	-	-	-	14.041.675,35
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	4.241.821,53	4.241.821,53
Constituição da reserva legal	-	-	212.091,08	-	(212.091,08)	-
Destinação de lucros acumulados a reserva de lucros	-	-	-	4.029.730,45	(4.029.730,45)	-
Dividendos propostos	-	-	-	(2.014.865,23)	-	(2.014.865,23)
Dividendos pagos	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	222.000.000,00	56.235.559,90	772.831,31	2.014.865,23	-	281.023.256,43
Aumento de Capital	14.160.000,00	(56.235.559,90)	-	-	-	(42.075.559,90)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	(123.837.271,76)	(123.837.271,76)
Reversão de dividendos	-	-	-	2.014.865,23	-	2.014.865,23
Absorção de Prejuízo	-	-	(772.831,31)	(4.029.730,46)	4.802.561,77	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	236.160.000,00	-	-	-	(119.034.709,99)	117.125.290,00

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (Em reais)

	Nota	2012	2011
Atividades operacionais			
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(123.837.271,76)	4.241.821,53
Ajuste de itens sem desembolso de caixa para conciliação do lucro líquido (prejuízo) com o fluxo de caixa			
Impostos diferidos		(40.995.855,69)	25.938.000,00
Juros e variações monetárias dos empréstimos		9.130.269,66	4.384.000,00
Depreciação e amortização		93.943,91	-
Provisão para perda ativo financeiro		152.395.771,14	-
(Aumento) diminuição nas contas de ativo			
Concessionárias e permissionárias		(3.047.959,87)	(8.779.000,00)
Créditos com partes relacionadas		(600.000,00)	-
Outros créditos		4.581.385,88	412.184,02
Tributos e contribuições compensáveis		(385.789,92)	(49.000,00)
Contas a receber - ativo financeiro		(24.553.366,52)	(299.264.000,00)
Aumento (diminuição) nas contas de passivo			
Fornecedores		(166.759.850,96)	160.069.000,00
Tributos e contribuições sociais		(3.151.394,64)	3.794.000,00
Partes relacionadas		90.913,42	-
Taxas regulamentares		1.472.614,20	-
Outras contas a pagar		19.963.847,16	(1.000,00)
Fluxos de caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		(175.602.743,99)	(109.253.994,45)
Atividades de investimento			
Títulos e valores mobiliários		607.791,23	(800.716,85)
Aquisição de imobilizado (ativo financeiro)-intangível		(43.442,97)	-
Adiantamento para futuro aumento de capital		(42.075.559,90)	14.042.000,00
Partes relacionadas		-	(107.000,00)
Fluxo de caixa líquido gerado nas atividades de investimento		(41.511.211,64)	13.134.283,15
Atividades de financiamento			
Empréstimos captados		267.769.890,58	91.350.000,00
Partes relacionadas		-	600.000,00
Fluxo de caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		267.769.890,58	91.950.000,00
Aumento (redução) de caixa e equivalentes		50.655.934,95	(4.169.711,30)
Caixa e equivalentes de caixa 1º de Janeiro		1.147.288,70	5.317.000,00
Caixa e equivalentes de caixa 31 de dezembro	4	51.803.223,65	1.147.288,70

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011 (Em reais)

1. Informações gerais

A Linhas de Transmissão do Itatim S.A. ("Itatim" ou "Companhia"), sociedade anônima de capital fechado, foi constituída em 8 de dezembro de 2008 e está estabelecida no Rio de Janeiro, com filiais em Campo Grande - MS e Goianésia - GO. A Companhia tem por objeto social: (i) explorar concessões de serviços públicos de transmissão, prestados mediante a implantação, construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão, incluindo os serviços de apoio e administrativos, provisão de equipamentos e materiais de reserva, programação, medições e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor; e (ii) prestar serviços de implantação, construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão, incluindo os serviços de apoio e administrativos, provisão de equipamentos e materiais de reserva, programação, medições e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

1.1. Da concessão

A Companhia detém a concessão para construção, operação e manutenção das:

a) Instalações de transmissão de rede básica, compostas pela: linha de transmissão Ilha Solteira - Ilha Solteira 2, em 440 kv, constituída por um circuito duplo com extensão aproximada de 8 km, com origem na Subestação Ilha Solteira 2, em 440/230 kv (10 x 150 MVA), Subestação Inocência 230 kv e pela Subestação Chapadão em 230 kv. Compreende ainda: entradas de linha, interligações de barras, baramentos, módulos gerais, reatores de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição (inclusive de faturamento), supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio;

b) Instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada (ICG), compostas pela: linha de transmissão Chapadão - Guatambu, em 138 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 33 km, ambas localizadas no estado do Mato Grosso do Sul; pelo transformador elevador 138/230 kv, 100 MVA e suas respectivas conexões na Subestação Inocência; pelos 3 (três) transformadores elevadores 138/230 kv, 225 MVA e suas respectivas conexões na Subestação Chapadão; pela Subestação Inocência em 138 kv; pela Subestação Chapadão em 138 kv; e pela Subestação Guatambu em 138 kv. Compreende ainda: entradas de linha, interligações de barras, baramentos, reatores de barra, módulos gerais, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição (inclusive de faturamento), supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio;

c) Instalações de interesse exclusivo e caráter individual das centrais de geração (IEG), compostas pela: linha de transmissão Chapadão - UTE Porto das Águas, em 138 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 62 km, com origem na Subestação Chapadão e término na UTE Porto das Águas, localizadas respectivamente nos estados do Mato Grosso do Sul e de Goiás; pela linha de transmissão Chapadão - UTE Costa Rica, em 138 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 108 km, com origem na Subestação Chapadão e término na UTE Costa Rica, ambas localizadas no estado do Mato Grosso do Sul; pela linha de transmissão Guatambu - PCH Figueira, em 138 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 12 km, com origem na Subestação Guatambu e término na PCH Figueira, ambas localizadas no estado do Mato Grosso do Sul; e pela linha de transmissão Guatambu - UTE Nardini, em 138 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 54 km, com origem na Subestação Guatambu e término na UTE Nardini, localizadas respectivamente nos estados do Mato Grosso do Sul e de Goiás. Compreende ainda: entrada de linha para conexão de PCH Guatambu à Subestação Guatambu, localizada no Estado do Mato Grosso do Sul e pelas entradas de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição (inclusive de faturamento), supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

As atividades da Companhia estão reguladas pelo Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 007/2009, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 23 de abril de 2009, com prazo de 30 anos. Os equipamentos e instalações relativos às ICG e às IEG deverão ser transferidos à concessionária de distribuição local, sem ônus, em 1º de julho de 2025, excetuados os transformadores integrantes das ICG e suas conexões.

As instalações de transmissão da rede básica, bem como as ICG, excetuados o segundo e terceiro transformadores na Subestação Chapadão, deveriam ter entrado em operação comercial até 23 de outubro de 2010, entretanto isto não ocorreu devido ao fato de o Operador Nacional do Sistema Elétrico não ter autorizado as intervenções necessárias para a energização das Subestações Ilha Solteira - Ilha Solteira 2 e Inocência. Em relação às ICGs, IEGs e Subestação Chapadão, as mesmas não serão energizadas em função da mudança de localização da Subestação Chapadão. A data de entrada em operação da ilha solteira e ilha solteira II foi 19 de maio de 2011 e Inocência foi 12 de outubro de 2011. A administração entende que o motivo do atraso na entrada em operação comercial não é imputável à Companhia e, portanto, não trará penalidades para a mesma. O segundo transformador na Subestação Chapadão deverá entrar em operação comercial em 31 de maio de 2012, e o terceiro, em 1º de julho de 2014.

As instalações de interesse exclusivo e caráter individual das centrais de geração (IEG) deverão estar disponíveis nas seguintes datas de entrada em operação, definidas na décima terceira subcláusula da cláusula sexta do Con-

trato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 007/2009:

	Central de geração	Data de entrada em operação
PCH	Guatambu	04 de fevereiro de 2012
PCH	Figueira	04 de fevereiro de 2012
UTE	Nardini	2013
UTE	Costa Rica	30 de dezembro de 2011
UTE	Porto das Águas	06 de dezembro de 2011

Conforme cláusula sexta do Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 007/2009, a Companhia terá direito a receber, pela prestação do serviço público de transmissão a Receita Anual Permitida (RAP), desmembrada em três parcelas:

Primeira parcela - RAP da rede básica, arrecadada por meio da TUST (Tarifa de uso do sistema de transmissão de energia elétrica), no montante de R\$ 31.334.000,00 (valor histórico), correspondente a 64,54% da RAP total; Segunda parcela - Encargos de conexão referentes à ICG, condicionado à celebração do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) com determinadas centrais de geração, no montante de R\$ 9.016.000,00 (valor histórico), correspondente a 18,57% da RAP total. A partir de 1º de julho de 2015 e até 30 de junho de 2025, os encargos de conexão referentes às ICG serão recalculados e estabelecidos pela ANEEL para cada central de geração, em conjunto com as revisões e ajustes da RAP; e;

Terceira parcela - Encargos de conexão referentes à IEG, condicionado à celebração do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) com determinadas centrais de geração, no montante de R\$8.200.000,00 (valor histórico), correspondente a 16,89% da RAP total.

A Receita Anual Permitida (RAP), em conformidade com referido Contrato de Concessão, e, tendo como base novembro/2008, será reajustada anualmente, no mês de julho, com base na variação anual do Índice de Preços do Consumidor Amplo (IPCA). A ANEEL procederá à revisão tarifária da RAP, durante o período de concessão, em intervalos periódicos de cinco anos, contado do primeiro mês de julho subsequente à data de assinatura do contrato de concessão.

Em 26 de junho de 2012, a ANEEL, de acordo com a resolução homologatória n. 1.313/2012 estabeleceu a receita anual da companhia em R\$ 40.380.898,96 para o período de 1 de julho de 2012 a 30 de junho de 2013.

A receita faturada aos usuários do sistema elétrico (distribuidoras e grandes consumidores) está garantida por um esquema de contas reservas e de garantias, cujos termos são estabelecidos ao se firmar o Contrato de Usos do Sistema de Transmissão ("CUST") entre o usuário e o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

No entanto, concernente às instalações ICG e IEG, a Itatim informa que, das nove centrais de geração de energia, com as quais, o Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prevê assinatura de Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, apenas cinco deles foram celebrados: PCH Guatambu e Figueira, UTE Nardini, Costa Rica e Porto das Águas. Quanto às demais instalações ICG e IEG, os respectivos contratos não serão mais assinados, ficando a empresa aguardando as respectivas execuções das garantias.

1.2. Alteração no controle acionário da Companhia

Em 14 de dezembro de 2012, o processo de venda da empresa pertencente ao Grupo Cobra a State Grid Brasil Holding SA, uma subsidiária do Grupo State Grid, localizado em Pequim, República Popular da China foi concluída. O valor pago pela State Grid para obtenção controle da Companhia é menor do que o valor contábil líquido da Companhia. Por esse motivo, em 14 de dezembro de 2012, uma provisão para Impairment de R\$ 156.260.501,60 foi contabilizada, como a diferença entre o valor contábil da empresa e o valor pago atribuível ao valor justo do ativo financeiro adquirido.

2. Resumo das principais práticas contábeis

As demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012 foram autorizadas pela Administração em 14 de março de 2013.

As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, e outras normas emitidas pela ANEEL, especificamente para as concessionárias do setor elétrico brasileiro. As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração da Companhia para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissa periodicamente, não superior a um ano. Vide Nota 2.15, com os detalhes das estimativas.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor e apresentam arredondamentos em algumas



apresentações. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas a seguir:

2.1. Auração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício.

2.2. Conversão de saldos denominados em moeda estrangeira

A moeda funcional da Companhia é o Real, mesma moeda de preparação e apresentação das demonstrações financeiras. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional (o Real) usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.3. Receita operacional

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

2.3.1. Receita de concessão

a) Receita de operação e manutenção

A receita de operação e manutenção é reconhecida pelo montante destinado pelo poder concedente para fazer face aos custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão.

b) Receita de construção

A ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 -Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a transmissão de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais, se houver.

c) Receita financeira de concessão

A receita financeira de concessão corresponde a remuneração pela taxa de desconto, que corresponde a taxa interna de retorno do projeto, do fluxo incondicional de recursos estabelecido pelo poder concedente através da receita anual permitida (RAP).

2.3.2. Receita de Juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para o Grupo e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.4. Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros somente são reconhecidos a partir da data em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais dos instrumentos financeiros. Quando reconhecidos, são inicialmente registrados ao seu valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria ao valor justo por meio do resultado, onde tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício. Sua mensuração subsequente ocorre a cada data de balanço de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros.

a) Ativos financeiros

Os principais ativos financeiros reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários concessionárias e permissionárias e contas a receber - ativo financeiro indenizável . São classificados como empréstimos e recebíveis, pois representam ativos financeiros não derivativos com recebimentos fixos ou determináveis porém não cotados em mercado ativo. Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária, variação cambial, menos perdas do valor recuperável, quando aplicável, são reconhecidos no resultado quando incorridos. Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária e variação cambial, quando aplicáveis, são reconhecidos no resultado quando incorridos.

b) Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: fornecedores e empréstimos. Estes passivos financeiros não são usualmente negociados antes do vencimento. Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária e variação cambial, quando aplicáveis, são reconhecidos no resultado quando incorridos.

Instrumentos financeiros derivativos são classificados como mantidos para negociação. Tais instrumentos são mensurados pelo seu valor justo a cada data de balanço, tendo como contrapartida o resultado de exercício. O valor de mercado dos instrumentos financeiros é determinado por meio de técnicas de avaliação. Essas técnicas incluem o uso de transações de mercado recentes entre partes independentes, referência ao valor de mercado de instrumentos financeiros similares, análise dos fluxos de caixa descontados ou outros modelos de avaliação.

c) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- ▶ Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- ▶ A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasso"; e (a) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. 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.

2.5. Caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimento ou outros fins. A companhia considera equivalentes de caixa as aplicações financeiras de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo; por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação. enquanto aquelas com vencimento superior a três meses (ou sem vencimento definido) são normalmente classificadas como títulos e valores mobiliários.

2.6. Concessionárias e permissionárias

Destinam-se à contabilização dos critérios referentes ao suprimento de energia elétrica faturado ao revendedor, do ajuste do fator de potência, bem como de outros créditos assemelhados. Inclui a contabilização, entre outros, dos créditos provenientes da aplicação do acréscimo moratório, e engloba os valores a receber referentes ao serviço de transmissão de energia, registrados pelo regime de competência. O faturamento dos valores a receber foi efetuado conforme determinações do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, por meio dos avisos de créditos (AVCs) mensais. Foi constituída provisão em montante considerado suficiente pela Administração para os créditos cuja recuperação é considerada duvidosa, com base na avaliação individual de cada cliente com parcelas em atraso.

2.7. Estoques

Os estoques são apresentados pelo menor valor entre o custo e o valor líquido realizável. O custo é determinado usando o custo médio de aquisição, não excedendo o seu valor de mercado. As provisões para estoques de baixa rotatividade ou obsoletos são constituídas quando consideradas necessárias pela Administração da Companhia.

2.8. Ativo financeiro

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado). É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo financeiro excede o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição. Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras e transmissoras de energia e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor líquido dos ativos construídos pertencentes à infra-estrutura que serão indenizados pelo poder concedente, descontados com base na taxa do custo médio ponderado do capital da Companhia.

O valor reconhecido do ativo financeiro, suas estimativas de fluxos de caixa futuros e taxas efetivas de juros, serão revisados trimestralmente, a cada data base de reajuste anual pelo IGPM, e na revisão tarifária, que ocorre anualmente.

Estas contas a receber são classificadas entre curto e longo prazo considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

2.9. Provisão para redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A Administração da Companhia 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. Quando tais evidências são identificadas, e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão para deterioração ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

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.

2.10. Outros ativos e passivos

Um ativo é reconhecido no balanço quando for provável que seus benefícios econômicos futuros serão gerados em favor da Companhia e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança.

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. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação é provável que ocorra nos próximos doze meses. Caso contrário são demonstrados como não circulantes.

2.11. Tributação

A receita de prestação de serviço de transmissão está sujeita aos seguintes impostos, taxas e contribuições:

- ▶ Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Programa de Integração Social (PIS) às alíquotas de 7,6% e 1,65%;
- ▶ Reserva Geral de Reversão (RGR) ao valor mensal fixado pelos Despachos emitidos no início de cada ano pela ANEEL;
- ▶ Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) mensal fixada pelos Despachos emitidos no início de cada ano pela ANEEL.

Esses encargos são apresentados como deduções da receita de uso do sistema de transmissão na demonstração do resultado.

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável na alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R\$ 240.000,00 no período de 12 meses, enquanto que contribuição social é calculada à alíquota de 9% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência, portanto as incluições ao lucro contábil de despesas, temporariamente não dedutíveis, ou exclusões de receitas, temporariamente não tributáveis, consideradas para apuração do lucro tributável corrente geram créditos ou débitos tributários diferidos. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. Os créditos tributários diferidos decorrentes de prejuízo fiscal ou base negativa da contribuição social são reconhecidos somente na extensão em que seja provável que existirá base tributável positiva para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas.

Impostos 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, exceto:

- ▶ Quando o imposto diferido passivo surge do reconhecimento inicial de ágio ou de um ativo ou passivo em uma transação que não for uma combinação de negócios e, na data da transação, não afeta o lucro contábil ou o lucro ou prejuízo fiscal;
- ▶ Sobre as diferenças temporárias tributárias relacionadas com investimentos em controladas, em que o período da reversão das diferenças temporárias pode ser controlado e é provável que as diferenças temporárias não sejam revertidas no futuro próximo; e
- ▶ Sobre ajustes efetuados por diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC.

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

- ▶ Quando o imposto diferido ativo relacionado com a diferença temporária dedutível é gerado no reconhecimento inicial do ativo ou passivo em uma transação que não é uma combinação de negócios e, na data da transação, não afeta o lucro contábil ou o lucro ou prejuízo fiscal; e
- ▶ Sobre as diferenças temporárias dedutíveis, associadas com investimentos em controladas, impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na extensão em que for provável que as diferenças temporárias seja revertidas no futuro próximo e o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias possam ser utilizadas.

2.12. Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas transmissoras de energia elétrica com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pelas companhias em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3% de sua receita bruta anual.

A Companhia vem reconhecendo mensalmente a provisão para a RGR tomando como base 3% da receita operacional menos a provisão da taxa de fiscalização descrita anteriormente.

b) 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 distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

c) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

2.13. 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 financeiras 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.

2.14. Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08 (R1), as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia prevê que, no mínimo, 50% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete a Assembleia de Acionistas deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados 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 "Proposta de distribuição de dividendo adicional" no patrimônio líquido.

2.15. Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras 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 passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. 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.

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 para os próximos cinco anos 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 extração.

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. 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 da Companhia 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.

Valor justo de instrumentos financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no balanço patrimonial não puder ser obtido de mercados ativos, é determinado utilizando técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. Os dados para esses métodos se baseiam naqueles praticados no mercado, quando possível, contudo, quando isso não for viável, um determinado nível de julgamento é requerido para estabelecer o valor justo. O julgamento inclui considerações sobre os dados utilizados como, por exemplo, risco de liquidez, risco de crédito e volatilidade. Mudanças nas premissas sobre esses fatores poderiam afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis, tributárias 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 financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração da Companhia revisa suas estimativas e premissas em bases anuais.

2.16. Compromissos com o meio ambiente

Medidas compensatórias - O valor da compensação ambiental da Linhas de Transmissão do ITATIM S/A, ainda não foi oficialmente definido pelos Órgãos Ambientais pertinentes, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.985/00 e no Decreto nº 6.848/09. A Administração da Companhia, baseada no entendimento de seus assessores jurídicos, interpreta que o valor da compensação será estipulado em torno de 0,5% do valor do empreendimento, valor compatível com o provisionado.

A Companhia adotou como prática contábil o reconhecimento dessa provisão ao término da construção da linha de transmissão, sendo o débito registrado como custo de imobilizado e incluído no processo de unitização dos bens.

2.17. Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o pronunciamento contábil CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

2.18. Informações por segmento

A Companhia não possui diferentes segmentos de negócios e administra o resultado das operações com base na estrutura da demonstração de resultados. Desta forma, não está sendo apresentada qualquer informação por segmento.

3. Novos pronunciamentos contábeis

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	2012	2011
Caixa	-	15.000,04
Bancos	51.803.223,65	1.132.288,66
	51.803.223,65	1.147.288,70
	192.925,62	800.716,85
	51.996.149,27	1.948.005,55

Aplicações financeiras de liquidez imediata

	2012	2011
A Companhia estruturou as suas aplicações financeiras por meio da participação em Fundos de Investimento multipatrocinados. Esses fundos podem ter suas cotas resgatadas a qualquer tempo, com possibilidade de pronta conversão em um montante conhecido de caixa e oferecem uma remuneração atrelada à taxa CDI. Essas aplicações não possuem vencimento definido e estão classificadas como títulos e valores mobiliários.		
5. Concessionárias e permissionárias	2012	2011
A vencer	11.744.540,25	7.776.399,41
Vencidas até 60 dias	-	745.000,00
Vencidas até 90 dias	-	257.000,00
	81.819,03	-
	11.826.359,28	8.778.399,41
	11.826.359,28	8.778.399,41
	2012	2011

A vencer

IR s/ aplicação financeira	339.159,78	280.234,86
CSSL a compensar	188.453,31	52.764,82
IR a compensar	170.340,01	-
Outros	26.304,17	5.467,67
	724.257,27	338.467,35

7. Contas a receber - ativo financeiro indenizável

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Transmissão de Energia Elétrica e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Operadora) regulamentam a exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ▶ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar;
- ▶ O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e disponibilidade da rede.
- ▶ Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- ▶ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos pela remuneração anual permitida (RAP), parcela garantida pelo poder concedente para remunerar o operador.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de serviço de transmissão de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de con-



cessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão, abrangendo: (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; (b) Parcela refere-se à recebíveis, junto ao poder concedente, que incondicional pela construção, disponibilização e entrega de rede de transmissão, tem de entregar, direta ou indiretamente, caixa ou equivalentes de caixa. É mensuração pelo método de fluxos de caixa futuros estimados da parcela especificada na composição da tarifa de cobrança (RAP) pela construção e melhorias da rede de transmissão, descontados pela taxa interna de retorno do projeto. (c) Reconhecimento da receita de operação e manutenção em montante suficiente para fazer face aos custos para cumprimento das obrigações de operação e manutenção previstas em contrato de concessão. (d) Reconhecimento da receita financeira sobre os direitos de recebíveis junto ao poder concedente decorrente da remuneração pela taxa interna de retorno do projeto. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de transmissão que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico - ONS, conforme contrato, e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada; e (b) 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. 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 do serviço concedido.

9. Empréstimos		31/12/2012	
		Encargos	
		Circulante	Não circulante
Composição da Dívida	Taxa efetiva		
Moeda Nacional BNDES	Prefixada 2,21% a.a	266.560,16	-

• Banco Itaú S.A. - Desembolso na data de 10 de maio de 2011 de uma Cédula de Crédito Bancário de R\$30.340.000,00 com vencimento em 7 de novembro de 2011. Os encargos financeiros são atualizados através da aplicação de 100% da taxa CDI mais 2,60% a.a. Como garantia, a Companhia apresentou a *Letter of Guarantee*, no valor do limite de crédito, emitida pela sócia Cobra Instalaciones y Servicios S.A. Em 28 de novembro de 2012 a Companhia firmou junto ao Banco Itaú S.A o 4º termo de aditamento prorrogando o prazo de vencimento para 28 de fevereiro de 2013.

• Banco Itaú S.A. - Desembolso na data de 12 de setembro de 2011 de uma Cédula de Crédito Bancário de R\$15.170.000,00 com vencimento em 12 de março de 2012. Os encargos financeiros são atualizados através da aplicação de 100% da taxa CDI mais 2,60% a.a. Como garantia, a Companhia apresentou a *Letter of Guarantee*, no valor do limite de crédito, emitida pela sócia Cobra Instalaciones y Servicios S.A. Em 28 de novembro de 2012 a Companhia firmou junto ao Banco Itaú S.A o 4º termo de aditamento prorrogando o prazo de vencimento para 28 de fevereiro de 2013.

• Banco Alfa S.A. - Desembolso na data de 11 de janeiro de 2012 de uma Cédula de Crédito Bancário de R\$50.000.000,00 com vencimento em 09 de julho de 2012. Os encargos financeiros são atualizados através da aplicação de 100% da taxa CDI mais 1,70% a.a. Como garantia, a Companhia apresentou a *Letter of Guarantee*, no valor do limite de crédito, emitida pela sócia Cobra Instalaciones y Servicios S.A e aval de Lintran Participações S.A. Em 07 de julho de 2012 a Companhia firmou junto ao Banco Alfa S.A o 1º termo de aditamento prorrogando o prazo de vencimento para 28 de dezembro de 2012. Em 25 de dezembro de 2012 as partes celebraram uma prorrogação de cédula de crédito bancário de R\$ 50.000.000,00 de 28/12/2012 para o dia 26 de junho de 2013.

• Em 27 de novembro de 2012, a empresa assinou um contrato de financiamento mediante abertura de crédito estabelecido com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), destinado à implantação das linhas de transmissão do itatim S/A. O financiamento está dividido em subcréditos, detalhados a seguir:

> BNDES - Direto - Moeda nacional - Subcréditos A e B

Nos valores originais de R\$ 227.942.000,00 e R\$ 46.134.000,00, respectivamente, providos com recursos ordinários do BNDES. Sobre o principal da dívida incidirá a taxa efetiva de juros de 2,74% e 2,5% ao ano respectivamente, acima da taxa de juros de longo prazo (TJLP), a partir da data de liberação dos recursos. O prazo de amortização é de 168 e 114 meses respectivamente, com início em 26 de dezembro de 2012 e término em 15 de abril de 2028 e 15 de outubro de 2022 respectivamente.

O financiamento de BNDES é garantido por:

(i) Penhor de direitos emergentes do contrato de concessão;

(ii) Caução, dada por todos os acionistas em favor do BNDES, da totalidade das ações da Companhia;

(iii) Caução dos direitos creditórios decorrentes da prestação de serviços de transmissão.

Adicionalmente, de acordo com as cláusulas contratuais, a Companhia deve atender, durante o período de amortização do contrato, aos seguintes índices financeiros:

▶ Índice de cobertura da dívida

Fluxo e caixa disponível para pagamento da dívida no período dividido pelo montante de juros a pagar adicionado do montante amortizado do principal (superior ou igual a 1,4 vezes)

O referido índice vem sendo cumprido pela Companhia.

	31/12/2012
Os vencimentos das parcelas do principal de longo prazo são os seguintes:	
2014	19.456.786,00
2015	19.456.786,00
2016	19.456.786,00
2016 em diante	194.567.860,05
Total	252.938.218,05

12. Instrumentos financeiros

12.1. Classificação dos instrumentos financeiros por categoria

A classificação dos ativos financeiros por categoria é a seguinte:

Ativos financeiros	2012		2011	
	Recebíveis	A valor justo por meio do resultado	Total	Recebíveis
Caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários	-	51.996.149,27	51.996.149,27	-
Concessionárias e permissórias	11.826.359,28	-	11.826.359,28	8.778.399,41
Créditos a receber	1.010.726,97	-	1.010.726,97	847.709,74
Contas a receber - ativo financeiro indenizável	465.412.278,38	-	475.879.751,01	593.254.683,00
	478.249.364,63	51.996.149,27	530.245.513,90	602.880.792,15

Em 2012 e 2011, a Companhia não registrou investimentos mantidos até o vencimento ou ativos financeiros disponíveis para a venda. O valor justo dos recebíveis não difere de forma relevante dos saldos contábeis, pois têm correção monetária consistente com taxas de mercado e/ou estão ajustados pela provisão para redução ao valor recuperável.

Os principais passivos financeiros da Companhia são mensurados ao custo amortizado, conforme demonstrado abaixo:

	2012	2011
Passivos financeiros		
Fornecedores	3.008.944,01	169.768.794,97
Empréstimos - partes relacionadas	90.913,42	-
Empréstimos	372.634.867,29	95.734.707,05
Impostos e contribuições sociais	1.087.890,03	4.239.284,67
	376.822.614,75	269.742.786,69

Os empréstimos e financiamentos não têm negociação ativa e as taxas de juros são pré-fixadas e estão consistentes com as praticadas no mercado; dessa forma, os saldos contábeis informados encontram-se próximos aos respectivos valores justos.

A Companhia não possui contratos de derivativos financeiros vigentes em 31 de dezembro de 2012 e 2011.

12.2. Gestão de risco

As operações financeiras da Companhia são realizadas por intermédio da área financeira de acordo com a estratégia conservadora, visando segurança, rentabilidade e liquidez previamente aprovada pela diretoria e acionistas. Os principais fatores de risco mercado que poderiam afetar o negócio da Companhia são:

a) Riscos de mercado

A utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas têm como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer hedge contra esses riscos, porém, estes são monitorados pela Administração da Companhia, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégia operacional, sistema de controle, limites de posição e limites de créditos com os demais parceiros do mercado. A Companhia também não pratica aplicações de caráter especulativo ou quaisquer outros ativos de riscos.

(i) Riscos de taxa de juros

Os riscos de taxa de juros relacionam-se com a possibilidade de variações no valor justo de seus empréstimos e financiamentos indexados a taxas de juros pré-fixadas, no caso de tais taxas não refletirem as condições correntes de mercado. Apesar de a Companhia efetuar o monitoramento constante desses índices, até o momento não identificou a necessidade de contratar instrumentos financeiros de proteção contra o risco de taxa de juros.

b) Riscos cambiais

Os resultados da Companhia estão suscetíveis de sofrer variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as transações atreladas às moedas estrangeiras, principalmente empréstimos com instituições financeiras.

c) Risco de crédito

Os riscos de crédito são minimizados em virtude dos recebíveis da Companhia serem essencialmente junto à ONS - Operador Nacional do Sistema, apresentando baixo nível de atrasos nos recebimentos.

d) Risco de liquidez

A Companhia acompanha o risco de escassez de recursos por meio de uma ferramenta de planejamento de liquidez recorrente. O objetivo da Companhia é manter o saldo entre a continuidade dos recursos e a flexibilidade através de contas garantidas, empréstimos bancários e arrendamento mercantil operacional. A política é a de que as amortizações sejam distribuídas ao longo do tempo de forma balanceada.

12.3. Avaliação dos instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros constantes do balanço patrimonial, tais como caixa e equivalentes e financiamentos e empréstimos apresentam-se pelo valor contratual, que é próximo ao valor de mercado. Para determinação do valor de mercado foram utilizadas as informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas para cada situação.

Em 31 de dezembro de 2012 o montante total a receber é de R\$ 465.412.278,38, sendo R\$ 36.753.455,04 no ativo circulante e R\$ 428.658.823,34 no ativo não circulante (sendo R\$ 37.003.000,00 no ativo circulante e R\$ 556.251.683,00 no ativo não circulante, em 31 de dezembro de 2011).

8. Taxas regulamentares

Os saldos em 31 de dezembro estão demonstrados a seguir:

	2012	2011
Circulante		
Quota de Reserva Global de Reversão (RGR)	1.817.094,64	717.202,21
Taxa de fiscalização - ANEEL (TFSEE)	76.927,23	14.344,05
P&D (a)	495.588,76	185.450,17
	2.389.610,63	916.996,43

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), com o objetivo de serem aplicados nos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL nºs 300/2008 e 316/2008.

De acordo com a Resolução da ANEEL nº 23, de 5 de fevereiro de 1999, as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica devem recolher para crédito da RGR a quota anual que lhe for atribuída por definição da ANEEL. Essa quota é definida com base em 2,5% do investimento (saldo do imobilizado líquido da depreciação acumulada) pro rata tempore, observado o limite de 3% das receitas, a serem pagas em 12 parcelas mensais. A Companhia vem reconhecendo mensalmente a provisão para a RGR tomando como base 3% da receita operacional menos a provisão da Taxa de fiscalização descrita anteriormente. Divergências entre o valor provisionado e o valor pago permanecem no passivo da Companhia até que seja emitido despacho complementar por parte da ANEEL para pagamento.

10. Patrimônio líquido

a) Capital social

Em 31 de dezembro de 2011, o capital social subscrito e integralizado da Companhia era de R\$ 222.000.000,00, dividido em 222.000.000 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, no valor nominal de R\$ 1,00 cada.

Em 04 de dezembro de 2012 a acionista Lintran do Brasil Participações S.A. Integralizou o valor de R\$ 14.160.000,00 em sua participação da Companhia.

Em 14 de dezembro de 2012, os acionistas Lintran do Brasil Participações S/A e Cymi holding S/A decidem efetuar a venda da integralidade de ações ordinárias nominativas em seu poder à Sociedade State Grid Brazil Holding S/A (SGBH) sociedade controlada pelo grupo State grid, com matriz em Pequim China.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2012, a SGBH passa a ser acionista majoritária da companhia.

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011 o capital subscrito e integralizado da companhia é de R\$ 236.160.000,00 e R\$ 222.000.000,00 respectivamente, dividido em 236.160.000 e 222.000.000 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, no valor nominal de R\$ 1,00 cada.

A composição do capital social subscrito da Companhia é como se segue:

	2012	2011
Lintran do Brasil Participações S/A	-	221.999.999,00
Cymi holding S/A	-	1
State Grid Brazil Holding S.A.	236.160.000,00	-
	236.160.000,00	222.000.000,00

b) Reserva legal

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, observando-se os limites previstos pela Lei das Sociedades Anônimas.

c) Dividendos

Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido após a destinação para reserva legal, calculado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por ações. Os dividendos de exercícios anteriores a 2010 foram calculados com base no lucro líquido do exercício ajustado anterior à aplicação da prática contábil mencionada na nota explicativa 3.

	2011
Prejuízo do exercício	4.241.821,53
Reserva legal (5%)	(212.091,08)
Base de cálculo para os dividendos	4.029.730,45
Dividendo mínimo obrigatório (50%)	(2.014.865,23)

Em 30 de setembro de 2012, os acionistas reunidos em assembleia geral, deliberaram pela reversão do dividendo mínimo referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, no montante de R\$ 2.014.865,23 de forma que este foi incorporado ao patrimônio da companhia.

11. Contingência

A Companhia possui processos com expectativa de perda possível, para os quais não foi registrado provisão para contingências. Tais processos estão sumariados a seguir:

- ▶ Trabalhista de R\$ 28.889,89;
- ▶ Meio Ambiente de R\$ 92.519,00.

13. Imposto de renda e contribuição social

A reconciliação do imposto de renda e da contribuição social calculados com base nas alíquotas nominais em relação aos valores contabilizados é como se segue:

	2012	2011
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(114.765.045,25)	5.658.613,03
Ajustes por conta de alteração de prática contábil - Adesão ao RTT	119.406.394,90	5.124.034,94
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social sem impacto do RTT	4.641.349,65	10.782.647,97
Despesa de imposto de renda e contribuição social à alíquota nominal	1.578.058,88	3.666.100,31
Ajustes para obtenção da alíquota efetiva		
Adições não dedutíveis/Exclusões não dedutíveis	469.323,80	309.952,08
Imposto de renda e contribuição social à alíquota efetiva	2.047.382,68	3.976.052,39
Alíquota efetiva	44%	37%
Impostos diferidos	7.024.843,83	(2.559.260,89)
Total de impostos	9.072.226,51	1.416.791,50

14. Receita operacional bruta

Conforme requerido pelo CPC 26 (R1), a Companhia apresentou a demonstração do resultado iniciando pela receita líquida. Até o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, a demonstração do resultado era apresentada iniciando-se pela receita operacional bruta. Abaixo segue a conciliação da receita bruta e líquida para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

	2012	2011
Receita operacional bruta	120.781.336,42	327.953.031,83
Receita de operação e manutenção	7.807.991,80	1.854.528,35
Receita financeira de construção e outras	112.973.344,62	326.098.503,48
Deduções da receita operacional	(7.482.343,79)	(31.303.171,54)
PIS	(987.113,38)	(5.412.248,88)
COFINS	(4.546.715,05)	(24.923.054,73)
Quota para RGR	(1.342.348,43)	(717.202,88)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(606.166,93)	(250.665,72)
Receita operacional líquida	113.298.992,63	296.649.376,39

15. Gestão do capital

O objetivo principal da administração de capital é assegurar a continuidade dos negócios e maximizar o retorno ao acionista.

A Companhia utiliza capital próprio e de terceiros para o financiamento de suas atividades, sendo que a utilização de capital de terceiros visa otimizar sua estrutura de capital. A Companhia monitora sua estrutura de capital e a ajusta considerando as mudanças nas condições econômicas. A Companhia apresenta a seguinte estrutura de capital em 31 de dezembro:

	2012	2011
Empréstimos (Nota 9)	372.634.867,29	95.734.707,05
Caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (Nota 4)	(51.996.149,27)	(1.948.005,55)
Dívida líquida	320.638.717,90	93.721.640,85
Patrimônio Líquido	117.125.290,00	281.023.256,43
Patrimônio líquido e dívida líquida	437.764.007,90	374.809.957,93

Não houve alterações quanto aos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011.

16. Cobertura de seguros

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstração financeira, consequentemente não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a cobertura de seguros contra riscos operacionais era composto por danos materiais, para lucros cessantes e para responsabilidade civil.

RAMON SADE HADDAD Diretor Presidente	MURILO MAGALHÃES NOGUEIRA Diretor	MARCIA CRISTINA MARINHO PEREIRA GONÇALVES Contador - CRC/RJ 087201/01
--	---	---

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e acionistas da
Linhas de Transmissão do ITATIM S.A.
Rio de Janeiro, Brasil

Examinamos as demonstrações financeiras da Linhas de Transmissão do Itatim S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, dos resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles in-

ternos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Linhas de Transmissão do Itatim S.A., em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros assuntos

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado de 24 de abril de 2012, sem modificação.

Rio de Janeiro, 14 de Março de 2013
ERNST & YOUNG TERCO
Auditores Independentes S.S.
CRC - ZSP 015.199/0-6 - F - RJ
Gláucio Dutra da Silva
Contador CRC - 1RJ 090.174/0-4