

## SUMÁRIO

BALANÇOS PATRIMONIAIS .....	2
DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS.....	4
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS .....	5
1. CONTEXTO OPERACIONAL.....	5
2. BASE DE PREPARAÇÃO .....	8
3. DAS CONCESSÕES.....	25
4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXAS.....	27
5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – APLICAÇÃO FINANCEIRA .....	27
6. CONSUMIDORES E REVENDEDORES.....	27
7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS.....	28
8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR .....	28
9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL .....	29
10. ATIVO REGULATÓRIO - REVISÃO TARIFÁRIA .....	30
11. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS.....	31
12. INVESTIMENTOS .....	32
13. IMOBILIZADO.....	35
14. INTANGÍVEIS .....	39
15. FORNECEDORES.....	40
16. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....	40
17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES.....	42
18. ENCARGOS REGULATÓRIOS.....	45
19. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO .....	45
20. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS.....	49
21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS.....	53
22. FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	55
23. RECEITA PELA DISPONIBILIDADE DA REDE ELÉTRICA .....	55
24. DESPESA COM PESSOAL .....	56
25. SERVIÇOS DE TERCEIROS .....	57
26. OUTROS CUSTOS GERENCIÁVEIS.....	57
27. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS .....	58
28. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS .....	58
29. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS .....	60
30. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO .....	66
31. SEGUROS .....	67
32. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS .....	68
33. REVISÃO TARIFÁRIA DE TRANSMISSÃO .....	68
34. DEMONSTRAÇÕES SEGREGADAS POR ATIVIDADE .....	69
35. EVENTOS SUBSEQUENTES .....	71

## BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

### ATIVO

(Em milhares de Reais)

	Notas	2011			2010		
		Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>CIRCULANTE</b>							
Caixa e Equivalentes de Caixa	04	1.150.309	-	1.150.309	1.402.213	-	1.402.213
Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	05	170.239	-	170.239	319.277	-	319.277
Consumidores e Revendedores	06	454.950	-	454.950	389.599	-	389.599
Concessionários - Transporte de Energia		66.451	-	66.451	60.549	-	60.549
Ativo Financeiro da Concessão		42.106	(42.106)	-	42.362	(42.362)	-
Tributos Compensáveis	07	29.634	-	29.634	45.967	-	45.967
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	08	26.869	-	26.869	135.966	-	135.966
Revendedores - Transações com Energia Livre		22.080	-	22.080	29.959	16.594	46.553
Dividendos a Receber		10.726	-	10.726	118.086	-	118.086
Estoques		4.355	-	4.355	4.102	-	4.102
Ativo Regulatório – Revisão Tarifária		-	2.083	2.083	-	53.924	53.924
Outros Créditos		71.983	-	71.983	71.788	-	71.788
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>2.049.702</b>	<b>(40.023)</b>	<b>2.009.679</b>	<b>2.619.868</b>	<b>28.156</b>	<b>2.684.024</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>							
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	09	215.350	6	215.356	202.334	982	203.316
Tributos Compensáveis	07	28.921	-	28.921	9.517	-	9.517
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	09	-	-	-	-	-	-
Depósitos Vinculados a Litígios	11	150.510	-	150.510	123.756	-	123.756
Crédito com Pessoas Ligadas		3.255	-	3.255	14.623	-	14.623
Ativo Regulatório – Revisão Tarifária		-	-	-	-	2.383	2.383
Outros Créditos		8.559	-	8.559	8.475	-	8.475
Ativo Financeiro da Concessão		716.232	(716.232)	-	702.335	(702.335)	-
Investimentos	12	2.980.579	-	2.980.579	2.712.944	-	2.712.944
Imobilizado	13	5.677.753	1.186.397	6.864.150	5.947.539	731.847	6.679.386
Intangíveis	14	33.522	21.722	55.244	34.171	12.850	47.021
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>9.814.681</b>	<b>491.893</b>	<b>10.306.574</b>	<b>9.755.694</b>	<b>45.727</b>	<b>9.801.421</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>11.864.383</b>	<b>451.870</b>	<b>12.316.253</b>	<b>12.375.562</b>	<b>73.883</b>	<b>12.449.445</b>

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

## BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

### PASSIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	2011			2010		
		Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>CIRCULANTE</b>							
Empréstimos e Financiamentos	17	1.645.152	-	1.645.152	466.200	-	466.200
Debêntures	17	3.122.650	-	3.122.650	490.511	-	490.511
Fornecedores	15	116.509	-	116.509	115.127	-	115.127
Impostos, Taxas e Contribuições	16	70.448	-	70.448	56.371	-	56.371
Juros Sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar		-	-	-	46.819	-	46.819
Salários e Encargos Sociais		57.039	-	57.039	53.864	-	53.864
Encargos Regulatórios	18	58.003	-	58.003	90.312	-	90.312
Participações nos Lucros		18.845	-	18.845	25.491	-	25.491
Dívidas com Pessoas Ligadas		29.900	-	29.900	15.396	-	15.396
Obrigações Pós-Emprego	19	17.048	-	17.048	17.033	-	17.033
Outras Obrigações		58.558	1.878	60.436	49.198	41.662	90.860
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>5.194.152</b>	<b>1.878</b>	<b>5.196.030</b>	<b>1.426.322</b>	<b>41.662</b>	<b>1.467.984</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>							
Empréstimos e Financiamentos	17	272.304	-	272.304	1.867.885	-	1.867.885
Debêntures	17	46.896	-	46.896	2.800.444	-	2.800.444
Provisões para Contingências	20	14.347	-	14.347	5.889	-	5.889
Obrigações Pós-Emprego	19	421.404	-	421.404	413.310	-	413.310
Impostos, Taxas e Contribuições	16	106.686	19	106.705	81.243	2.889	84.132
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	16	524.610	152.995	677.605	580.915	10.622	591.537
Encargos Regulatórios	18	70.162	-	70.162	32.341	-	32.341
Concessões a Pagar		123.871	-	123.871	111.558	-	111.558
Outras Obrigações		3.875	-	3.875	5.010	-	5.010
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>1.584.155</b>	<b>153.014</b>	<b>1.737.169</b>	<b>5.898.595</b>	<b>13.511</b>	<b>5.912.106</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>6.778.307</b>	<b>154.892</b>	<b>6.933.199</b>	<b>7.324.917</b>	<b>55.173</b>	<b>7.380.090</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO ATRIBUÍDO AO CONTROLADOR</b>							
Capital Social	21	3.296.785	-	3.296.785	3.296.785	-	3.296.785
Reservas de Capital		-	449.781	449.781	-	-	-
Reservas de Lucros		989.503	(152.803)	836.700	844.198	18.710	862.908
Ajustes de Avaliação Patrimonial		799.788	-	799.788	909.662	-	909.662
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>5.086.076</b>	<b>296.978</b>	<b>5.383.054</b>	<b>5.050.645</b>	<b>18.710</b>	<b>5.069.355</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>11.864.383</b>	<b>451.870</b>	<b>12.316.253</b>	<b>12.375.562</b>	<b>73.883</b>	<b>12.449.445</b>

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS

### EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Em milhares de Reais, exceto o lucro por lote de mil ações)

	Nota	2011			2010		
		Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>		<b>5.029.509</b>	<b>(46.623)</b>	<b>4.982.886</b>	<b>4.427.084</b>	<b>(112.354)</b>	<b>4.314.730</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	22	2.558.380	(16.490)	2.541.890	2.092.230	-	2.092.230
Suprimento de Energia Elétrica	22	1.499.433	-	1.499.433	1.446.019	-	1.446.019
Energia Elétrica de Curto Prazo	22	147.376	-	147.376	124.724	-	124.724
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	23	802.192	(30.133)	772.059	736.408	(112.354)	624.054
Outras Receitas Vinculadas		22.128	-	22.128	27.703	-	27.703
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>		<b>(1.137.886)</b>	<b>2.870</b>	<b>(1.135.016)</b>	<b>(993.614)</b>	<b>11.599</b>	<b>(982.015)</b>
<b>Tributos e Encargos</b>		<b>(879.716)</b>	<b>2.870</b>	<b>(876.846)</b>	<b>(762.586)</b>	<b>11.599</b>	<b>(750.987)</b>
Federais		(450.907)	2.870	(448.037)	(394.643)	11.599	(383.044)
Estaduais e Municipais		(428.809)	-	(428.809)	(367.943)	-	(367.943)
<b>Encargos do Consumidor</b>		<b>(258.170)</b>	<b>-</b>	<b>(258.170)</b>	<b>(231.028)</b>	<b>-</b>	<b>(231.028)</b>
Reserva Global de Reversão - RGR		(104.677)	-	(104.677)	(89.307)	-	(89.307)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(15.464)	-	(15.464)	(15.359)	-	(15.359)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(37.971)	-	(37.971)	(36.842)	-	(36.842)
Conta de Consumo de Combustível - CCC		(58.622)	-	(58.622)	(46.218)	-	(46.218)
Encargos de Aquisição Emergencial		(18.175)	-	(18.175)	(20.267)	-	(20.267)
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT		(15.466)	-	(15.466)	(15.356)	-	(15.356)
Pesquisa Expansão do Sistema Energético - EPE		(7.795)	-	(7.795)	(7.679)	-	(7.679)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>		<b>3.891.623</b>	<b>(43.753)</b>	<b>3.847.870</b>	<b>3.433.470</b>	<b>(100.755)</b>	<b>3.332.715</b>
<b>CUSTOS e DESPESAS OPERACIONAIS</b>		<b>(1.924.984)</b>	<b>15.679</b>	<b>(1.900.305)</b>	<b>(1.711.239)</b>	<b>18.789</b>	<b>(1.692.450)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(582.600)	-	(582.600)	(370.019)	-	(370.019)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão		(252.457)	-	(252.457)	(258.404)	-	(258.404)
Taxa de Fiscalização		(19.392)	-	(19.392)	(19.299)	-	(19.299)
CFURH		(146.345)	-	(146.345)	(135.409)	-	(135.409)
Pessoal	24	(274.989)	-	(274.989)	(287.758)	-	(287.758)
Serviços de Terceiros	25	(140.729)	-	(140.729)	(133.668)	-	(133.668)
Obrigações Pós-Emprego		(27.784)	-	(27.784)	(23.694)	-	(23.694)
Material		(15.562)	-	(15.561)	(18.681)	-	(18.681)
Arrendamentos e Alugueis		(16.268)	-	(16.268)	(14.337)	-	(14.337)
Tributos		(4.045)	-	(4.045)	(5.430)	-	(5.430)
Seguros		(2.673)	-	(2.673)	(3.887)	-	(3.887)
Outros	26	(87.598)	56.980	(30.618)	(84.310)	61.282	(23.028)
Provisão para Devedores Duvidosos		(4.629)	-	(4.629)	2.343	-	2.343
Provisões - Outras		(9.698)	-	(9.698)	5.174	-	5.174
Depreciação		(337.788)	(41.301)	(379.089)	(361.436)	(42.493)	(403.929)
Amortização		(2.427)	-	(2.427)	(2.424)	-	(2.424)
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE DA CONCESSÃO</b>		<b>1.966.639</b>	<b>(28.074)</b>	<b>1.938.565</b>	<b>1.722.231</b>	<b>(81.966)</b>	<b>1.640.265</b>
<b>RESULTADO EXTRA-CONCESSÃO</b>		<b>(259.317)</b>	<b>(89)</b>	<b>(259.406)</b>	<b>(217.406)</b>	<b>5.524</b>	<b>(211.882)</b>
Receita Financeira	27	234.492	43	234.535	289.090	5.898	294.988
Despesa Financeira	27	(770.896)	(132)	(771.028)	(708.301)	(374)	(708.675)
Resultado da Equivalência Patrimonial		281.705	-	281.705	209.492	-	209.492
Resultado não Operacional		(4.618)	-	(4.618)	(7.687)	-	(7.687)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO IR E CSLL</b>		<b>1.707.322</b>	<b>(28.163)</b>	<b>1.679.159</b>	<b>1.504.825</b>	<b>(76.442)</b>	<b>1.428.383</b>
Imposto de Renda	9b	(282.860)	7.040	(275.820)	(248.048)	22.472	(225.576)
Contribuição Social	9b	(103.368)	2.535	(100.833)	(99.534)	16.218	(83.316)
Participações e Contribuições à Entidade de Previdência Privada		(52.082)	-	(52.082)	(73.133)	-	(73.133)
<b>LUCRO (PREJUÍZO)</b>		<b>1.269.012</b>	<b>(18.588)</b>	<b>1.250.424</b>	<b>1.084.110</b>	<b>(37.752)</b>	<b>1.046.358</b>

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

### EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

#### 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia” ou “Cemig Geração e Transmissão”) é uma Sociedade Anônima de Capital Aberto, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais (“Cemig”), constituída em 8 de setembro de 2004 e com início das suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005, como resultado do processo de desmembramento das atividades da Cemig. Suas ações não são negociadas em bolsa de valores. A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, com endereço na Av. Barbacena, 1.200 – Belo Horizonte / MG.

A Companhia tem por objeto social: (i) estudar, planejar, projetar, construir, operar e explorar Sistemas de Geração, Transmissão e Comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido, ou venham a ser, concedidos, por qualquer título de direito ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; (ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; (iii) prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior e (iv) exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social.

A Companhia possui 52 Usinas, sendo 46 Usinas Hidrelétricas, 4 Eólicas e 2 Termelétricas e Linhas de Transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão.

A Companhia possui participação societária nas seguintes Controladas e Controladas em conjunto:

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou operações em 2009;
- Baguari Energia S.A. (“Baguari Energia”) (Controlada em conjunto) - Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou as operações de suas unidades entre o período de setembro de 2009 e maio de 2010;

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”) (Controlada em conjunto) – Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 11 Estados do País. A TAESA possui as seguintes sociedades, por ela controlada:
  - Nordeste Transmissora de Energia S.A. (“NTE”) (Controlada) – Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica.
  - Abengoa Participações Holding S.A. (“Abengoa”) (Controlada) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, por meio das linhas de transmissão em vários Estados brasileiros.
  - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. (“ETAU”) (Controlada em Conjunto) – Sociedade constituída com o propósito específico de explorar a concessão de serviços públicos de transmissão.
  - Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (“Brasnorte”) (Controlada em Conjunto) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, por meio das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso;
  - União de Transmissoras de Energia Elétrica S.A. (“UNISA”) (Controlada em Conjunto) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, por meio das linhas de transmissão em diversos estados.
- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Central Eólica Praias de Parajuru”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em agosto de 2009;
- Central Eólica Praias do Morgado S.A. (“Central Eólica Praias do Morgado”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em maio de 2010;
- Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Central Eólica Volta do Rio”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em setembro de 2010;
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (“Hidrelétrica Pipoca”) (controlada em conjunto) - Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. A hidrelétrica iniciou operação em outubro de 2010;

- Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. (“EBTE”) (Controlada em conjunto) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, por meio das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso. A transmissora entrou em operação em junho de 2011.

Controladas e Controladas em Conjunto em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virginópolis. Todas no Estado de Minas Gerais. A previsão de início de operação da primeira turbina é para outubro de 2013;
- Cemig Baguari Energia S.A. (“Cemig Baguari”) (Controlada) – Produção e a comercialização de energia elétrica em Regime de produção independente em futuros Empreendimentos;
- Madeira Energia S.A. (“Madeira”) (Controlada em conjunto) – Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, e previsão de início de operação comercial em 2012. A Madeira tem apurado prejuízos nos últimos exercícios em função de estar em período pré-operacional e excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes no montante de R\$1.353.287 (R\$1.279.002 no Consolidado), com efeito proporcional na Cemig Geração e Transmissão de R\$127.900, em 31 de dezembro de 2011, decorrente principalmente do vencimento de parte do saldo das debêntures em 30 de setembro de 2012. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a Madeira conta com os aportes de recursos dos seus acionistas, estimados em R\$2.881.000 para o exercício de 2012, para fazer face as suas obrigações de curto prazo. Também vem apresentando gastos de constituição relacionados com o desenvolvimentos do projeto para construção da usina, os quais, de acordo com as projeções financeiras, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações. O montante constituído de ativo imobilizado, em 31 de dezembro de 2011, com os referidos gastos de R\$11.510.013 (R\$1.151.001 proporcional à Cemig Geração e Transmissão) terá sua realização iniciada no primeiro trimestre de 2012, quando do início das operações, de acordo com as expectativas da Administração.
- Lightger S.A. (“Light Ger”) (controlada em conjunto) - Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro. Previsão de entrada em operação no primeiro semestre de 2012.

- Amazônia Energia Participações S.A. (“Amazônia Energia”) (controlada em conjunto) – Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada pela Cemig Geração e Transmissão e a Light, com a finalidade de aquisição de participação de 9,77% na participação da Norte Energia S.A. (“NESA”), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”). A Cemig Geração e Transmissão detém 74,5% da Amazônia Energia enquanto a Light detém 25,5% e a previsão de início de operação da primeira turbina é para fevereiro de 2015.

## 2. BASE DE PREPARAÇÃO

### 2.1 Declaração de Conformidade

As Demonstrações Contábeis foram elaboradas e preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, compreendendo: a Lei das Sociedades por Ações; os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), exceto quanto à aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12), que trata da contabilidade de concessões e o registro de ativos e passivos regulatórios, o que difere da estrutura conceitual constante do CPC respectivo; normas da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”); e normas da legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), incluindo a reavaliação compulsória dos ativos de transmissão constantes do Imobilizado.

Em 06 de março de 2012, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão das Demonstrações Contábeis societárias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, sendo que foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 15 de março de 2012.

### 2.2 Bases de mensuração

As Demonstrações Contábeis foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros e instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;

### 2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas Demonstrações Contábeis são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

## 2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das Demonstrações Contábeis, exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas relacionadas às Demonstrações Contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 7 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;
- Nota 10 – Imposto de Renda e Contribuição Social;
- Nota 14 – Depreciação;
- Nota 15 – Amortização;
- Nota 20 – Obrigações Pós-Emprego;
- Nota 21 – Provisões; e
- Nota 23 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica;
- Nota 28 – Mensuração pelo Valor Justo e Instrumentos Financeiros Derivativos.

## 2.6 Principais Práticas Contábeis

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas Demonstrações Contábeis.

As políticas contábeis referentes as atuais operações da Companhia e aplicadas de maneira consistente pelas entidades do grupo são como segue:

### 1) Práticas Contábeis Específicas do Setor Elétrico

Atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica – Referem-se basicamente aos consórcios para produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, estando registrada a quota-parte da controlada no grupo Atividade não vinculada do Imobilizado e do Intangível. Os saldos de ativo, passivo, receitas e despesas referentes às operações mencionadas são controlados mensalmente através de registros e Demonstrações Contábeis específicas elaboradas pelos Consórcios, em atendimento a determinação do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, emitido pela ANEEL.

## 2) Práticas Contábeis Gerais

### a) Instrumentos Financeiros

*Ativos financeiros não derivativos* – A Companhia reconhece os empréstimos e recebíveis e depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros é reconhecida como um ativo ou passivo individual.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando, somente quando, a Companhia tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

A Companhia tem os seguintes ativos financeiros não derivativos: Caixa e Depósitos Bancários, Aplicações Financeiras e Títulos e Valores Mobiliários, mensuradas ao valor justo por meio do resultado; Créditos com Consumidores, Revendedores e Concessionários de Transporte de Energia e Ativos Financeiros da Concessão, reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos.

*Passivos financeiros não derivativos* – A Companhia reconhece títulos de dívida emitidos inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outras contas a pagar. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

*Capital Social* – Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Os direitos de dividendos mínimos estabelecidos para as ações estão descritos na Nota Explicativa nº 22 das Demonstrações Contábeis.

Os dividendos mínimos obrigatórios conforme definido em estatuto são reconhecidos como passivo.

*Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado* – Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação ou seja designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e a estratégia de investimentos da Companhia. Os custos da transação são reconhecidos no resultado como incorridos. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos são reconhecidas no resultado do exercício. Foram considerados nessa categoria os Títulos e Valores Mobiliários e Equivalentes de Caixa.

*Empréstimos e recebíveis* – São ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem Caixa, Consumidores e Revendedores, Concessionários – Transporte de Energia e Revendedores – Transações com Energia Livre.

Caixa e Equivalentes de Caixa abrangem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Caixa e 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 reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do poder concedente, ou sob a direção do concedente pelos serviços de construção ou melhoria prestados. Tais ativos financeiros são mensurados pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, os ativos financeiros são mensurados pelo custo amortizado e classificados como empréstimos e recebíveis.

*Instrumentos financeiros derivativos e atividades de hedge* – A Controlada em conjunto “Madeira” mantém instrumentos derivativos de *hedge* financeiros para proteger o fluxo de caixa e regular as principais exposições de riscos financeiros. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e os custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as variações no valor justo são registradas no resultado, exceto na circunstância descrita abaixo para contabilização de operações de *hedge*.

O método de contabilização dos ganhos e perdas dos derivativos está condicionado à possível classificação do derivativo como instrumento de “*hedge* de fluxo de caixa”. A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como “*hedge* de fluxo de caixa” é reconhecida em outros resultados abrangentes. O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado financeiro. Os valores acumulados no patrimônio são realizados na demonstração do resultado nos períodos em que o item protegido por *hedge* afetar o resultado. Para os derivativos que não são classificados como “*hedge* de fluxo de caixa”, as variações de valor justo são reconhecidas como ganhos ou perdas no resultado financeiro.

Para a utilização do *hedge accounting*, a “MADEIRA” ampara-se na sua Política classificando os derivativos aplicáveis como *hedge* de fluxo de caixa, ressaltando que sua administração considera altamente efetivos os instrumentos que compensem entre 80% e 125% da mudança no preço do item para o qual a proteção foi contratada.

b) Moeda Estrangeira e Operações no Exterior

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidas para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do período, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o período, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do período de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

c) Consumidores e Revendedores, Concessionários - Transporte de Energia e Revendedores – Transações com Energia Livre

As contas a receber de Consumidores e Revendedores, Concessionários – Transporte de Energia, são registradas inicialmente pelo valor justo, faturado e não faturado, e, subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado. Inclui os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia, menos os impostos retidos na fonte, os quais são considerados créditos tributários.

A Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa, para os consumidores de baixa e média tensão, é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios definidos pela Companhia são: (i) consumidores com valores significantes, uma análise é feita do saldo a receber levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; (ii) para os outros consumidores os débitos vencidos a mais de 180 dias para os consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para os demais consumidores, 100% do saldo é provisionado. Tais critérios não diferem daqueles estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Para os grandes consumidores é feita uma análise individual dos devedores e das ações em andamento para recebimento dos créditos.

d) Estoques

Os Estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo dos estoques é baseado no princípio do custo médio de aquisição e inclui gastos incorridos na aquisição de estoques, e outros custos incorridos em trazê-los às suas localizações e condições existentes. Os materiais em estoque são classificados no Ativo Circulante e os materiais destinados a obras são classificados no Ativo Imobilizado ou Intangível, não sendo depreciados ou amortizados.

O valor realizável líquido é o preço estimado de venda no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e despesas de vendas.

e) Investimentos

Nas Demonstrações Contábeis individuais da controladora as informações financeiras de controladas e controladas em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial, sendo inicialmente pelo custo. Os investimentos da Companhia incluem o ágio identificado na aquisição, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

f) Arrendamento Operacional

Pagamentos efetuados sob um contrato de arrendamento operacional são reconhecidos como despesas na demonstração de resultados em bases lineares pelo prazo do contrato de arrendamento.

g) Ativos Intangíveis

Os Ativos Intangíveis compreendem principalmente direito de uso de software, servidão temporária e concessão onerosa.

Os seguintes critérios são aplicados em caso de ocorrência: (i) Ativos intangíveis adquiridos de terceiros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização; e, (ii) Ativos intangíveis gerados internamente: são reconhecidos como ativos na fase de desenvolvimento desde que seja demonstrada a sua viabilidade técnica de utilização e se os benefícios econômicos futuros forem prováveis. São mensurados pelo custo, deduzidos da amortização acumulado e perdas por redução ao valor recuperável.

h) Imobilizado

Os bens do Ativo Imobilizado de geração são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo o custo atribuído, encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. O custo inclui os gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição de um ativo. Para os

ativos construídos pela Companhia são incluídos o custo de materiais e mão de obra direta, além de outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que estejam em condições de operar de forma adequada. .

Para os ativos de transmissão, os valores registrados são aqueles valorados pela Aneel quando da revisão tarifária periódica, de acordo com critérios específicos determinados pelo regulador.

Os gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados aos gastos serão auferidos pela Companhia.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcios, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, e refletem a vida útil estimada dos bens.

As principais taxas de depreciação dos ativos do Imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 14 das Demonstras Contábeis.

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados às Obras em Andamento são apropriados às imobilizações em curso e consórcios durante o período de construção.

Para aqueles recursos que foram captados especificamente para determinadas obras, a alocação dos encargos é feita de forma direta para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não estão vinculados diretamente a obras específicas, é estabelecida uma taxa média ponderada para a capitalização dos custos desses empréstimos.

i) Redução ao valor recuperável

*Ativos financeiros* – Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir o não pagamento ou atraso no pagamento por parte do devedor, indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência, ou o desaparecimento de um mercado ativo para um título. Além disso, para um

instrumento patrimonial, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto a perda de valor específico. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto a perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração quanto às premissas se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada no resultado.

*Ativos não financeiros* – Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que não os estoques e imposto de renda e contribuição social diferidos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é determinado. Os ativos do imobilizado e do intangível têm o seu valor recuperável testado caso haja indicadores de perda de valor.

j) Benefícios a empregados

*Planos de contribuição definida* – Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual uma entidade paga contribuições fixas para uma entidade separada (Fundo de previdência) e não terá nenhuma obrigação legal ou construtiva de pagar valores adicionais. As obrigações por contribuições aos planos de pensão de contribuição definida são reconhecidas como despesas de benefícios a empregados no resultado nos períodos durante os quais serviços são prestados pelos empregados. Contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo mediante a condição de que haja o ressarcimento de caixa ou a redução em futuros pagamentos esteja disponível. As contribuições para um plano de contribuição definida cujo vencimento é esperado para 12 meses após o final do período no qual o

empregado presta o serviço são descontadas aos seus valores presentes.

*Planos de benefício definido* – Um plano de benefício definido é um plano de benefício pós-emprego que não o plano de contribuição definida. A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de pensão de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores; aquele benefício é descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das Demonstrações Contábeis para os títulos de dívida de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproximem das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados e perdas atuariais líquidas não reconhecidas e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio que se aplicam a qualquer plano na Companhia. Um benefício econômico está disponível à Companhia se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício aumentado relacionada ao serviço passado dos empregados é reconhecida no resultado pelo método linear ao longo do período médio até que os benefícios se tornem direito adquirido. Na condição em que os benefícios se tornem direito adquirido imediatamente, a despesa é reconhecida imediatamente no resultado.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças de premissas atuariais que excederem a 10% do valor dos ativos do plano ou 10% dos passivos do plano serão reconhecidos no resultado pelo tempo médio de serviço futuro dos atuais participantes ativos.

Nos casos de obrigações com aposentadorias, o passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o maior valor entre a dívida pactuada com a fundação para amortização das obrigações atuariais e o valor presente da obrigação atuarial, calculada através de laudo atuarial, deduzida do valor justo dos ativos do plano. Nos exercícios apresentados, a dívida pactuada com a fundação é superior aos valores do laudo atuarial. Neste caso, o valor registrado no resultado anualmente corresponde aos encargos e variação monetária dessa dívida, alocado como despesa financeira da Companhia.

*Outros benefícios de longo prazo a empregados* – A obrigação líquida da Companhia com relação a benefícios a empregados que não os planos de pensão é o valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelo serviço prestado no ano corrente e em anos anteriores. Aquele benefício é descontado para apurar o seu valor presente, e o valor justo de quaisquer ativos relacionados é deduzido. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das Demonstrações Contábeis sobre títulos de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproximem das condições das obrigações da Companhia. O cálculo é realizado através do método de crédito unitário projetado. Quaisquer ganhos e perdas atuariais são reconhecidos no resultado no período em que surgem.

Os procedimentos mencionados anteriormente são utilizados para as obrigações atuariais com plano de saúde, seguro de vida e plano odontológico.

*Benefícios de término de vínculo empregatício* – Os benefícios de término de vínculo empregatício são reconhecidos como uma despesa quando a Companhia está comprovadamente comprometida, sem possibilidade realista de retrocesso, com um plano formal detalhado para rescindir o contrato de trabalho antes da data de aposentadoria normal ou prover benefícios de término de vínculo empregatício em função de uma oferta feita para estimular a demissão voluntária. Os benefícios de término de vínculo empregatício por demissões voluntárias são reconhecidos como despesa caso a Companhia tenha feito uma oferta de demissão voluntária, seja provável que a oferta será aceita, e o número de funcionários que irão aderir ao programa possa ser estimado de forma confiável.

*Benefícios de curto prazo a empregados* – Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. A Participação nos Lucros prevista no Estatuto Social é provisionada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos empregados na rubrica Participação dos Empregados e Administradores no Resultado.

#### I) Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal, ou não formalizada, como resultado de um evento passado, que possa ser estimada de maneira confiável e que seja provável que um recurso econômico venha a ser requerido para saldar a obrigação.

*Concessões Onerosas* - Uma provisão para concessões onerosas é reconhecida quando os benefícios esperados a serem derivados de um contrato são menores que o custo inevitável de atender as obrigações da concessão. A provisão é mensurada a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado de se rescindir o contrato de concessão e o custo líquido esperado de continuar com o mesmo.

k) Juros sobre o Capital Próprio

Os juros sobre o capital próprio pagos em substituição aos dividendos, apesar de registrados fiscalmente como despesa financeira, estão apresentados nas Demonstrações Contábeis como redutores do Patrimônio Líquido, de forma a refletir a essência da operação.

l) Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos decretadas ou substantivamente decretadas na data de apresentação das Demonstrações Contábeis e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas revertem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das Demonstrações Contábeis.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Um ativo de imposto de renda e contribuição social diferido é reconhecido por

diferenças temporárias dedutíveis e prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

m) Receita Operacional

De forma geral, para os negócios da Companhia no setor elétrico, telecomunicações e outros, as receitas são reconhecidas quando existem evidências convincentes de acordos, quando ocorre a entrega de mercadorias ou quando os serviços são prestados, os preços são fixados ou determináveis, e o recebimento é razoavelmente assegurado, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia entregue e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e os realizados não têm sido relevantes e são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com o reembolso definido pelo contrato de concessão.

As receitas recebidas pela Companhia de outras concessionárias e consumidores livres que utilizam a sua rede básica de transmissão (concessões antigas) são contabilizadas no mês que os serviços de rede são prestados.

Para as novas concessões de transmissão, é registrada no resultado mensalmente a parcela do faturamento referente ao valor justo da operação e manutenção das linhas de transmissão. A receita relacionada aos serviços de construção sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida baseada no estágio de conclusão da obra realizada. Também é registrada no resultado a receita de atualização do ativo financeiro constituído em função da construção das linhas.

Para as concessões de transmissão antigas, é registrado no resultado mensalmente o valor justo da operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro.

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

n) Receitas e Despesas Financeiras

As Receitas Financeiras referem-se principalmente a receita de aplicação financeira, acréscimos moratórios em contas de energia elétrica, juros sobre ativos financeiros da concessão e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos.

As Despesas Financeiras abrangem encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos, não capitalizados, são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

o) Resultado por Ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado atribuível ao acionista controlador da Companhia, com base na média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluído nos períodos apresentados.

p) Informação por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pelo Presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados ao CEO incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos, despesas da sede e ativos e passivos de imposto de renda e contribuição social.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o

período para a aquisição de intangível, imobilizado, e ativos intangíveis que não ágio.

q) Demonstrações de valor adicionado

A companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) individuais e consolidadas nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das Demonstrações Contábeis conforme BRGAAP aplicável as companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

r) Novos pronunciamentos contábeis ainda não adotados

Em função do processo de harmonização das normas contábeis brasileiras às normas internacionais, existe uma expectativa de que as novas normas, emendas e interpretações do IFRS a serem emitidas pelo IASB sejam também aprovadas pelo CPC no Brasil antes da data requerida para que entrem em vigor.

Dessa forma, seguem abaixo, na interpretação da Companhia, as alterações do IFRS previstas para ocorrerem após 31 de dezembro de 2011 e ainda não adotadas no Brasil que podem impactar as Demonstrações Contábeis da Cemig Geração e Transmissão, estando ainda em processo de avaliação pela Administração e seus eventuais efeitos:

- IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Contábeis – Apresentação de Itens de Outros Resultados Abrangentes. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2012.
- IAS 19 - 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 entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2013, com aplicação antecipada permitida.
- IAS 27 - Demonstrações Contábeis (revisado em 2011) - Como consequência dos recentes IFRS 10 e IFRS 12, o que permanece no IAS 27 restringe-se à contabilização de subsidiárias, entidades de controle conjunto, e associadas em Demonstrações Contábeis em separado. Esta emenda entra em vigor para períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

- IAS 28 - Contabilização de Investimentos em Associadas e *Joint Ventures* (revisado em 2011) - Como consequência dos recentes IFRS 11 e IFRS 12, o IAS 28 passa a ser IAS 28 Investimentos em Associadas e *Joint Ventures*, e descreve a aplicação do método patrimonial para investimentos em joint ventures, além do investimento em associadas. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.
- IAS 32 – As alterações do IAS 32 tem o objetivo de esclarecer os requerimentos de compensação de instrumentos financeiros, sendo que os principais esclarecimentos estão relacionados ao significado de um direito legalmente executável para ser liquidado pelo montante líquido e que alguns sistemas de liquidação pelo valor bruto podem ser considerados equivalentes ao de liquidação pelo valor líquido. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2014.
- IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Divulgações - Aumento nas Divulgações Relacionadas a Baixas. Esta emenda exige divulgação adicional sobre ativos financeiros que foram transferidos, porém não baixados, a fim de possibilitar que o usuário das Demonstrações Contábeis do Grupo compreenda a relação com aqueles ativos que não foram baixados e seus passivos associados. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de julho de 2011, e, no Brasil, somente após a aprovação do CPC. A emenda em questão afeta apenas as divulgações e não tem impacto sobre o desempenho ou a situação financeira do Grupo.
- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros – Classificação e Mensuração - O IFRS 9 na forma como foi emitido reflete a primeira fase do trabalho do IASB na substituição do IAS 39 e refere-se à classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros conforme estabelece o IAS 39. A norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2015. Em fases subsequentes, o IASB examinará a contabilidade de cobertura e perda no valor recuperável de ativos financeiros. Esse projeto deverá ser encerrado no primeiro semestre de 2012.
- IFRS 10 – Demonstrações Contábeis - O IFRS 10 substitui as partes do IAS 27 Demonstrações Contábeis que se referem ao tratamento contábil das Demonstrações Contábeis. O IFRS 10 estabelece um único modelo de consolidação baseado em controle que se aplica a todas as entidades, inclusive às entidades para fins especiais. As alterações introduzidas pelo IFRS 10 irão exigir que a administração exerça 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.

- IFRS 11 – Acordos Conjuntos – O IFRS 11 faz parte de novo conjunto de normas de consolidação e outras normas relacionadas, os quais substituem também as exigências atuais para entidades controladas, alterando o IAS 28 *Investments in Associates and Joint Ventures*. A principal alteração ocorreu que todas as entidades controladas em conjunto que não se enquadrarem como uma operação conjunta, *joint ventures*, serão obrigadas a contabilizar sempre pelo método de equivalência patrimonial, extinguindo a opção de consolidação proporcional. Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013 e sua adoção antecipada e encorajada.
- IFRS 12 – Divulgação de Participação em outras entidades – O IFRS contém requerimentos de divulgação mais extensos para entidades que possuem participações em subsidiárias, controles em conjunto, coligadas e/ou entidades não consolidadas, demonstrando os efeitos dessas participações na posição financeira, desempenho financeiro e fluxo de caixa da entidade. Este pronunciamento entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.
- IFRS 13 – Mensuração de Valor Justo – O IFRS 13 define valor justo, estabelece uma estrutura conceitual para mensuração do valor justo e determina as exigências de divulgação à mensuração do valor justo. A principal mudança foi a definição de valor justo como sendo um preço de saída, valor da transação na data de mensuração. Esta emenda requer que a entidade utilize técnicas de avaliação que sejam adequadas nas circunstâncias e para as quais estejam disponíveis dados suficientes, maximizando o uso de *inputs* observáveis relevantes e minimizando o uso de *inputs* não-observáveis. Para atender a emenda, a entidade deverá ter divulgações mínimas para cada classe de ativo e/ou passivo, do processo de avaliação usado por ela para as mensurações e a descrição narrativa da sensibilidade das mensurações. Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013, com aplicação antecipada permitida.

s) Determinação do ajuste a valor presente

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente sobre determinados contratos de concessão onerosa e também sobre o saldo de debêntures emitidas pela Companhia. Foram utilizadas taxas de desconto compatíveis com o custo de captação de recursos em operações com o mesmo prazo na data das operações, o que representa, em nossa estimativa, um percentual de 12,50%, incluindo a inflação prevista.

### 3. AS CONCESSÕES

A Cemig Geração e Transmissão detém junto à ANEEL, as concessões:

GERAÇÃO	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
<b>GERAÇÃO</b>			
<b>Usinas Hidrelétricas (1)</b>			
São Simão	Rio Paranaíba	01/1965	01/2015
Emborcação	Rio Paranaíba	07/1975	07/2025
Nova Ponte	Rio Araguari	07/1975	07/2025
Jaguara	Rio Grande	08/1963	08/2013
Miranda	Rio Araguari	12/1986	12/2016
Três Marias	Rio São Francisco	04/1958	07/2015
Volta Grande	Rio Grande	02/1967	02/2017
Irapé	Rio Jequitinhonha	01/1999	02/2035
Aimorés (1)	Rio Doce	07/2000	12/2035
Salto Grande	Rio Santo Antônio	10/1963	07/2015
Funil (1)	Rio Grande	10/1964	12/2035
Queimado (1)	Rio Preto	11/1997	01/2033
Itutinga	Rio Grande	01/1953	07/2015
Camargos	Rio Grande	08/1958	07/2015
Porto Estrela (1)	Rio Santo Antônio	05/1997	07/2032
Igarapava (1)	Rio Grande	05/1995	12/2028
Piau	Rio Piau / Pinho	10/1964	07/2015
Gafanhoto	Rio Pará	09/1953	07/2015
PCH Cachoeirão	Rio Manhuaçu	07/2000	07/2030
UHE Baguari	Rio Doce	08/2006	08/2041
PCH Pipoca	Rio Manhuaçu	09/2001	09/2031
Outras	Diversas	Diversas	Diversas
<b>Usina Eólica (1)</b>			
Morro do Camelinho	Gouveia - MG	03/2000	01/2017
Praias do Parajuru	Berberibe - CE	09/2002	08/2029
Volta do Rio (2)	Aracajú - CE	12/2001	08/2034
Praia de Morgado (2)	Aracajú - CE	12/2001	08/2034
<b>Usinas Termelétricas (1)</b>			
Igarapé	Juatuba - MG	01/2001	08/2024
<b>TRANSMISSÃO</b>			
EBTE – LT Juína-Brasnorte	Mato Grosso	10/2008	10/2038

	Localização	Informações não auditadas	
		Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
<b>Projetos em Andamento</b>			
<b>Usinas Hidrelétricas (1)</b>			
UHE Santo Antônio	Rio Madeira	06/2008	06/2043
PCH Dores dos Guanhães	Rio Guanhães	11/2002	11/2032
PCH Fortuna II	Rio Guanhães	12/2001	12/2031
PCH Senhora do Porto	Rio Guanhães	10/2002	10/2032
PCH Jacaré	Rio Guanhães	10/2002	10/2032
<b>TRANSMISSÃO</b>			
Rede Básica	Minas Gerais	07/1997	07/2015
Subestação – SE Itajubá (2)	Minas Gerais	10/2000	10/2030

- (1) As capacidades instaladas demonstradas referem-se às participações da Companhia nos empreendimentos em consórcio com a iniciativa privada. Vide maiores informações na Nota Explicativa nº 13.
- (2) A data de vencimento da concessão será de 20 anos após o início das operações.

## Renovação das concessões

As concessões para exploração dos serviços de Transmissão de energia elétrica tem a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou nem mesmo renovadas mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia (“concessão onerosa”), os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

### Concessões Onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à ANEEL, ao longo do prazo de vigência do contrato, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como segue:

Empreendimento	Valor Nominal em 2011	Valor Presente em 2011	Período de Amortização	Índice de Atualização
Porto Estrela (Consórcio)	368.654	115.756	08/2001 a 07/2032	IGPM
Irapé	31.613	10.814	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	8.233	3.036	01/2004 a 12/2032	IGPM
Baguari (Consórcio)	5.369	1.485	09/2009 a 09/2042	IPCA
		<b>131.091</b>		
Passivo Circulante		7.220		
Passivo Não Circulante		123.871		

As concessões a serem pagas ao Poder Concedente preveem parcelas mensais com diferentes valores ao longo do tempo. Para fins contábeis e de reconhecimento de custos, em função do entendimento que representam um ativo intangível relacionado ao direito de exploração, são registradas a partir da assinatura dos contratos pelo valor presente da obrigação de pagamento.

As parcelas pagas ao poder concedente referentes às usinas de Porto Estrela, Irapé, Queimado e Baguari em 2011 corresponderam a R\$125, R\$1.300, R\$370 e R\$170, respectivamente.

O valor presente das parcelas a serem pagas no período de 12 meses corresponde a R\$5.405, R\$1.279, R\$367 e R\$168, (valor nominal de R\$5.919, R\$1.358, R\$389 e R\$178), respectivamente.

A taxa utilizada para desconto a valor presente pela Cemig Geração e Transmissão dos seus passivos de concessão onerosa, de 12,50%, foi à taxa média de captação de recursos em condições usuais na data da transição.

#### 4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXAS

	2011	2010
Contas Bancárias	2.039	9.772
Aplicações Financeiras:		
Certificados de depósitos bancários	976.474	1.289.130
Letras Financeiras do tesouro	33.702	27.428
Letras do Tesouro Nacional	6.551	-
Letras Financeiras - Bancos	97.959	-
Outros	33.584	75.883
	<b>1.148.270</b>	<b>1.392.441</b>
	<b>1.150.309</b>	<b>1.402.213</b>

As aplicações financeiras correspondem à operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil a preços e condições de mercado. Todas as operações são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor e não possuem restrição de uso. Os Certificados de Depósito Bancário – CDB pré ou pós-fixados e Depósitos a Prazo com Garantia Especial - DPGE são remunerados a um percentual do CDI, Certificado de Depósito Inter-bancário, divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP (que variam entre 100% a 110% conforme operação).

A exposição da Companhia a risco de taxa de juros e uma análise de sensibilidade de ativos passivos financeiros são divulgados na Nota Explicativa nº 27 das Demonstrações Contábeis.

#### 5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – APLICAÇÃO FINANCEIRA

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil a preços e condições de mercado, com carência para resgate acima de 90 dias.

	2011	2010
Certificados de depósitos bancários	170.239	319.277
	<b>170.239</b>	<b>319.277</b>

#### 6. CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Classe de Consumidor	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				2011	2010
Industrial	223.466	17.271	6.945	247.682	184.737
Comércio, Serviços e Outras	2.331	-	-	2.331	1.125
Suprimento a Outras Concessionárias	147.445	38.342	-	185.787	203.737
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica					
CCEE	-	-	23.779	23.779	-
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(4.629)	(4.629)	-
	<b>373.242</b>	<b>55.613</b>	<b>26.095</b>	<b>454.950</b>	<b>389.599</b>

A exposição da Companhia a risco de crédito relacionada a Consumidores e Revendedores está divulgada na Nota Explicativa nº 27 das Demonstrações Contábeis.

## 7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	2011	2010
<b>Circulante</b>		
ICMS a Recuperar	18.093	33.191
PASEP	1.842	2.197
COFINS	8.563	10.134
Outros	1.136	445
	<b>29.634</b>	<b>45.967</b>
<b>Não Circulante</b>		
ICMS a Recuperar	24.716	6.384
PASEP	750	559
COFINS	3.455	2.574
	<b>28.921</b>	<b>9.517</b>
	<b>58.555</b>	<b>55.484</b>

Os créditos de ICMS a recuperar são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e podem ser compensados em 48 meses.

Os créditos de PASEP/COFINS a recuperar Não Circulante, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado, que podem ser compensados em 48 meses. A transferência para Não Circulante foi feita de acordo com estimativas dos valores que deverão ser realizados após dezembro de 2012.

## 8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e a antecipações em 2011 que serão compensadas com Tributos Federais a pagar apurados para o ano de 2012, registrados na rubrica de impostos e contribuições.

	2011	2010
<b>Circulante</b>		
Imposto de Renda	22.214	98.976
Contribuição Social	4.655	36.990
	<b>26.869</b>	<b>135.966</b>
<b>Não Circulante</b>		
Imposto de Renda	-	-
Contribuição Social	-	-
	-	-
	<b>26.869</b>	<b>135.966</b>

## 9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

### a) Imposto de renda e contribuição social diferidos:

A Companhia possui créditos tributários registrados de Imposto de Renda, constituídos à alíquota de 25,00% e Contribuição Social, constituídos à alíquota de 9,00%, conforme segue:

	2011	2010
<b>Créditos Tributários:</b>		
Prejuízo Fiscal / Base negativa	-	-
Obrigações Pós-Emprego	83.995	79.508
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	1.574	-
Variação Cambial	35.666	35.585
Taxa Administração – IFRS	741	745
Concessão onerosa – IFRS	58.049	57.330
Tributos Exigibilidade Suspensa	25.308	20.311
Contingências	4.878	2.002
Ágio na Incorporação	-	-
Outros	5.145	7.835
	<b>215.356</b>	<b>203.316</b>

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 15 de março de 2012, aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças e Relações com Investidores referente à projeção de lucratividade futura da Companhia, que evidencia a capacidade de realização do ativo fiscal diferido em um prazo máximo de 10 anos, conforme definido na Instrução CVM nº 371.

Conforme as estimativas da Companhia os lucros tributáveis futuros permitem a realização do ativo fiscal diferido, existente em 31 de dezembro de 2011, conforme abaixo:

	2011
2012	51.370
2013	71.534
2014	46.226
2015	46.226
	<b>215.356</b>

Os efeitos fiscais diferidos passivos encontram-se divulgados na Nota Explicativa nº 17 das Demonstrações Contábeis.

## b) Conciliação da Despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social:

A conciliação da despesa nominal de Imposto de Renda (alíquota de 25%) e da Contribuição Social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva apresentada na Demonstração de Resultado é como segue:

	2011	2010
Lucro Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	1.679.159	1.428.383
Participações e Contribuições a Entidades de Previdência Privada	(52.082)	(73.133)
	<u>1.627.077</u>	<u>1.355.250</u>
Imposto de Renda e Contribuição Social – Despesa Nominal	(553.207)	(448.085)
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:		
Juros sobre o Capital Próprio	75.824	72.683
Incentivos Fiscais	13.224	13.861
Resultado de Equivalência Patrimonial	95.780	72.247
Contribuições e Doações Inedutíveis	(3.082)	(3.616)
Ajuste Imposto de Renda e Contribuição Social – Exercício Anterior	2.872	1.607
Outros	(8.064)	(17.589)
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social - Despesa Efetiva</b>	<b>(376.563)</b>	<b>308.892</b>
<b>Imposto Corrente</b>	<b>(445.716)</b>	<b>(409.645)</b>
<b>Imposto Diferido</b>	<b>69.063</b>	<b>100.753</b>
<b>Alíquota Efetiva</b>	<b>23,14%</b>	<b>22,79%</b>

### Incentivo fiscal IRPJ da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa

O Ministério de Integração Nacional por meio da Agência de Desenvolvimento do Nordeste - ADENE e da Agência para o Desenvolvimento da Amazônia - ADA, emitiu Laudo Constitutivo nº 169/2004 e Laudo Constitutivo nº 0260/2003, que outorga à parte das controladas da Taesa o benefício fiscal relativo à redução de 75% do Imposto de Renda devido pela atividade desenvolvida na região incentivada. Tal benefício é calculado mensalmente sobre uma quota do lucro de exploração da linha Nordeste-Sudeste de 84,48%, sendo este o percentual da linha que se encontra no Estado da Bahia, fazendo parte da área incentivada pela SUDENE.

## 10. ATIVO REGULATÓRIO - REVISÃO TARIFÁRIA

A primeira revisão tarifária da transmissão da Companhia foi aprovada pela diretoria da ANEEL em 17 de junho de 2009 na qual a Agência fixou o reposicionamento da Receita Anual Permitida (RAP) da Companhia em 5,35%, retroativo a 2005.

Adicionalmente, foi estabelecido pela ANEEL um componente financeiro de R\$158.090, decorrente dos efeitos retroativos do reposicionamento tarifário ocorrido no período entre 1º de julho de 2005 e 30 de junho de 2009, a ser pago a Companhia através da Parcela de Ajuste (PA) em 24 meses. A primeira parcela de R\$85.732 foi incorporada no reajuste do ciclo 2009/2010 e a segunda parcela de R\$72.358 no reajuste 2010/2011.

À medida que os valores da Parcela de Ajuste são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado. A movimentação da Parcela de Ajuste está demonstrada conforme abaixo:

Composição Total da Parcela de Ajuste					
	Saldo em 2010	Adição	Atualização monetária	Amortização	Saldo em 2011
Rede Básica	36.122	-	-	(36.122)	-
Fronteira	3.952	-	-	(3.952)	-
DIT – Demais Instalações de Transmissão	10.198	-	129	(8.507)	1.820
Rede Básica – Despacho 1.554/2010	4.438	-	-	(4.438)	-
Fronteira – Despacho 1.554/2010	486	-	-	(486)	-
DIT – Despacho 1.554/2010	1.111	-	19	(867)	263
	<b>56.307</b>	-	<b>148</b>	<b>(54.372)</b>	<b>2.083</b>

O saldo remanescente no montante de R\$2.083, foi integralmente realizado até março de 2012.

## 11. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS

Os Depósitos Vinculados a Litígios referem-se, principalmente, a contingências trabalhistas e obrigações fiscais.

Os principais Depósitos Vinculados a Litígio, relativos às obrigações fiscais, referem-se ao Imposto de Renda na Fonte sobre Juros sobre Capital Próprio e ao ICMS – referente a exclusão da base de cálculo do PIS e COFINS.

	2011	2010
<b>Trabalhista</b>	35.615	34.801
<b>Obrigações Fiscais</b>		
Imposto de Renda sob JCP	8.014	8.014
PASEP/COFINS	101.233	78.266
Outros	2.861	988
<b>Outros</b>	2.787	1.687
	<b>150.510</b>	<b>123.756</b>

Os saldos de depósitos judiciais relativos à PASEP/COFINS possuem provisão correspondente na rubrica de Impostos, Taxas e Contribuições. Vide detalhes na Nota Explicativa nº 17 das Demonstrações Conatáveis.

## 12. INVESTIMENTOS

O quadro abaixo apresenta investimentos em controladas e controlados em conjunto.

	2011	2010
		Reclassificado
Hidrelétrica Cachoeirão	26.702	23.164
Guanhães Energia	10.443	10.333
Hidrelétrica Pipoca	19.511	18.031
Cemig Baguari Energia	22	6
Madeira Energia	165.558	9.981
Lightger	39.084	35.325
Baguari Energia	198.041	181.373
EBTE	143.770	114.839
Central Eólica Praias de Parajuru	34.571	35.104
Central Eólica Volta do Rio	63.533	58.346
Central Eólica Praias de Morgado	25.946	27.134
TAESA	1.414.476	1.437.839
Amazônia Energia	105.364	-
Ágio na Aquisição de Participação na TAESA	645.886	670.978
Ágio na Aquisição de Participação na C. E. Praias de Parajuru	26.976	28.582
Ágio na Aquisição de Participação na C. E. Volta do Rio	18.859	22.198
Ágio na Aquisição de Participação na C.E. Praias de Morgado	37.683	39.711
Ágio Amazônia Energia	4.154	-
	<b>2.980.579</b>	<b>2.712.944</b>

a) As principais informações sobre as controladas e controladas em conjunto estão apresentadas abaixo, sendo que não foram ajustadas pelo percentual de participação mantido pela Companhia:

Sociedades	Quantidade de Ações	Em 31 de dezembro de 2011			Janeiro a dezembro de 2011	
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	54.494	7.220	14.441
Guanhães Energia	52.000.000	49,00	19.608	21.312	-	224
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	39.819	-	5.431
Cemig Baguari Energia	1.000	100,00	1	22	-	(14)
Madeira Energia	2.181.100.000	10,00	2.181.100	1.655.584	-	(259.328)
Baguari Energia	1.000.000	69,39	10	285.412	7.946	31.904
EBTE	263.058.339	49,00	263.085	293.409	-	15.743
Central Eólica Praias de Parajuru	70.560.000	49,00	70.560	70.553	-	(2.365)
Central Eólica Volta do Rio	117.230.000	49,00	117.230	129.660	-	(11.054)
Central Eólica Praias de Morgado	52.960.000	49,00	52.960	52.951	-	(8.004)
Lightger	79.232.000	49,00	79.232	79.764	-	(1.475)
TAESA	263.498.907	56,69	1.312.535	2.466.349	537.672	495.010
Amazônia Energia	142.643.000	74,50	142.643	141.427	-	(998)

Sociedades	Quantidade de Ações	Em 31 de dezembro de 2010			Janeiro a dezembro de 2010	
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	47.273	2.780	11.704
Guanhães Energia	52.000.000	49,00	19.608	21.088	-	1.480
Hidrelétrica Pipoca	40.610.000	49,00	40.610	36.798	-	(333)
Cemig Baguari Energia	1.000	100,00	1	6	-	(17)
Madeira Energia	359.100.000	10,00	359.100	99.814	-	(204.443)
Baguari Energia	1.000.000	69,39	10	261.346	-	(119)
EBTE	198.200.000	49,00	219.759	234.366	3.408	14.350
Central Eólica Praias de Parajuru	70.560.000	49,00	70.560	71.644	-	(4.068)
Central Eólica Volta do Rio	117.230.000	49,00	117.230	119.072	-	(5.574)
Central Eólica Praias de Morgado	52.960.000	49,00	52.960	55.375	-	(2.290)
Lightger	70.085.000	49,00	70.085	72.092	-	27
TAESA	263.498.907	56,69	1.312.536	2.507.574	202.891	428.629

A movimentação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto é a seguinte:

Sociedades	2010	Equivalência Patrimonial	Aportes/Aquisições	Dividendos Propostos	Outros	2011
Hidrelétrica Cachoeirão	23.164	7.076	-	(3.538)	-	26.702
Guanhães Energia	10.333	110	-	-	-	10.443
Hidrelétrica Pipoca	18.031	1.115	365	-	-	19.511
Cemig Baguari Energia	6	(14)	30	-	-	22
Madeira Energia	9.981	(25.933)	182.200	-	(690)	165.558
Baguari Energia	181.373	22.137	-	(5.513)	44	198.041
EBTE	114.839	7.715	21.216	-	-	143.770
Central Eólica Praias de Parajuru	35.104	(1.158)	625	-	-	34.571
Central Eólica Volta do Rio	58.346	(5.415)	10.602	-	-	63.533
Central Eólica Praias de Morgado	27.134	(3.922)	2.734	-	-	25.946
TAESA	1.437.839	281.461	-	(304.824)	-	1.414.476
Lightger	35.325	(723)	4.482	-	-	39.084
Amazônia Energia	-	(744)	110.261	-	(4.153)	105.364
	<b>1.951.475</b>	<b>281.705</b>	<b>332.515</b>	<b>(313.875)</b>	<b>(4.799)</b>	<b>2.247.021</b>

#### b) Ágio na aquisição de Participação

O ágio na aquisição das empresas adquiridas pela Companhia, correspondente à diferença entre o valor pago e o valor contábil da participação no Patrimônio Líquido das Controladas em Conjunto, decorre da mais valia das concessões. A amortização dos ágios ocorrerá durante o período remanescente de vigência das concessões.

#### c) Aquisição de participação acionária – ABENGOA

Em 2 de junho de 2011, a controlada em conjunto Taesa celebrou contratos de compra e venda de ações com o Grupo Abengoa, sendo o primeiro relativo a 100% de uma concessão e o segundo, à participação de 50% em sociedade com a ABENGOA composta por quatro ativos de transmissão de energia elétrica. A Taesa adquiriu (i) 50% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. no Capital Social da Abengoa Participações Holding S.A. que, por sua vez, é titular de 100% de participação no capital social total das transmissoras STE – Sul Transmissora de Energia S.A., ATE Transmissora de Energia S.A., ATE II Transmissora de Energia S.A., ATE III Transmissora de Energia S.A.; e, e (ii) 100% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e pela Abengoa Construção Brasil Ltda. no Capital Social da NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A. A operação aumentou a participação da Taesa no mercado de transmissão de energia elétrica de 6,5% para 8,6%, em termos de Receita Anual Permitida (RAP). A Companhia pagou por esta aquisição o valor total de R\$1,17 bilhão, em 29 de novembro de 2011, quando da conclusão da operação.

#### d) Aquisição da Norte Energia S.A.

Os Conselhos de Administração da Cemig Geração e Transmissão e da Light aprovaram, em outubro de 2011, a aquisição de 9,77% do capital social da Norte Energia S.A., empresa detentora da concessão para construção e operação da UHE Belo Monte. A aquisição foi realizada através da Amazônia Energia, empresa na qual a Light detém 51% das ações ON e a Cemig Geração e Transmissão detém 49% das ações ON e 100% das ações PN. O preço total pago em 1º de novembro de 2011 pela aquisição das ações da NESA foi de R\$88.424, e refere-se ao reembolso dos valores aportados até o momento pelos vendedores, corrigidos pelo IPCA até 26 de outubro de 2011.

### 13. IMOBILIZADO

	2011			2010		
	Custo	Depreciação	Valor	Custo	Depreciação	Valor
	Histórico	Acumulada	Líquido	Histórico	Acumulada	Líquido
<b>Imobilizações em Serviço:</b>						
<b>Produção - Usinas</b>						
Terrenos	379.993	-	379.993	379.963	-	379.963
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	7.226.198	(4.713.182)	2.513.016	7.225.403	(4.583.066)	2.642.338
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.958.261	(1.416.109)	542.153	1.953.397	(1.373.842)	579.555
Máquinas e Equipamentos	6.897.343	(4.828.142)	2.069.201	6.918.014	(4.714.334)	2.203.680
Veículos	3.091	(2.457)	634	3.205	(2.734)	471
Móveis e Utensílios	6.318	(5.752)	566	6.319	(5.667)	651
<b>Total</b>	<b>16.471.204</b>	<b>(10.965.642)</b>	<b>5.505.562</b>	<b>16.486.301</b>	<b>(10.679.643)</b>	<b>5.806.658</b>
<b>Transmissão Linhas e Subestações</b>						
Terrenos	13.160	-	13.160	2.139	-	2.139
Edificações, obras civis e benfeitorias	178.344	(118.431)	59.913	108.715	(64.601)	44.114
Máquinas e Equipamentos	3.258.156	(2.258.890)	999.265	1.250.909	(664.888)	586.021
Veículos	856	(415)	441	923	(265)	658
Móveis e Utensílios	1.961	(1.803)	158	1.016	(859)	157
<b>Total</b>	<b>3.452.476</b>	<b>(2.379.540)</b>	<b>1.072.937</b>	<b>1.373.767</b>	<b>(730.614)</b>	<b>643.154</b>
<b>Administração Central</b>						
Terrenos	1.783	-	1.783	1.191	-	1.191
Edificações, obras civis e benfeitorias	28.872	(20.564)	8.307	26.384	(16.622)	9.762
Máquinas e Equipamentos	56.464	(44.023)	12.442	46.598	(35.188)	11.410
Veículos	21.459	(14.004)	7.455	20.936	(10.066)	10.870
Móveis e Utensílios	5.879	(5.727)	153	5.219	(5.115)	104
<b>Total</b>	<b>114.458</b>	<b>(84.318)</b>	<b>30.140</b>	<b>132.286</b>	<b>(66.991)</b>	<b>65.295</b>
<b>Total AIS</b>	<b>20.038.138</b>	<b>(13.429.500)</b>	<b>6.608.638</b>	<b>17.992.354</b>	<b>(11.477.248)</b>	<b>6.515.106</b>
<b>Imobilizações em Curso</b>						
<i>Produção</i>	158.906	-	158.906	126.282	-	126.282
<i>Transmissão Linhas e Subestações</i>	131.583	-	131.583	131.693	-	131.693
<i>Administração Central</i>	23.626	-	23.626	6.545	-	6.545
<b>Total AIC</b>	<b>314.115</b>	<b>-</b>	<b>314.115</b>	<b>264.520</b>	<b>-</b>	<b>264.520</b>
<b>Obrigações Vinculadas ao Serviço Público</b>						
<i>Em Serviço</i>	(59.110)	2.151	(56.959)	(57.727)	659	(57.068)
<i>Em Curso</i>	(1.645)	-	(1.645)	(1.150)	-	(1.150)
<b>Total Obrigações Vinculadas</b>	<b>(60.755)</b>	<b>2.151</b>	<b>(58.604)</b>	<b>(58.877)</b>	<b>659</b>	<b>(58.218)</b>
<b>Total Geral</b>	<b>20.291.498</b>	<b>(13.427.348)</b>	<b>6.864.150</b>	<b>18.155.974</b>	<b>(11.476.588)</b>	<b>6.679.386</b>

A movimentação do imobilizado é como segue:

	Saldo em 31/12/2010	Adições	Depreciação/ Amortização	Baixas	Capitalizações	Transferências	Ajuste Contabilidade Regulatória	Saldo em 31/12/2011
<b>Imobilizações em Serviço:</b>								
<i>Produção</i>								
Terrenos	379.963	-	-	-	30	-	-	379.993
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	2.642.338	-	(131.840)	(10)	2.586	(58)	-	2.513.016
Edificações, obras civis e benfeitorias	579.555	-	(42.931)	(35)	5.151	(47)	-	541.693
Máquinas e Equipamentos	2.203.680	-	(158.473)	(5.136)	29.976	(387)	-	2.069.660
Veículos	471	-	(142)	-	350	(44)	-	635
Móveis e Utensílios	651	-	(109)	-	24	(1)	-	565
<b>Total</b>	<b>5.806.658</b>	<b>-</b>	<b>(333.495)</b>	<b>(5.181)</b>	<b>38.117</b>	<b>(537)</b>	<b>-</b>	<b>5.505.562</b>
<i>Transmissão Linhas e Subestações</i>								
Terrenos	2.139	-	-	-	-	-	11.020	13.159
Edificações, obras civis e benfeitorias	44.114	-	(3.626)	(1)	2.876	6	16.545	59.914
Máquinas e Equipamentos	586.021	-	(35.932)	(2.985)	38.592	(108)	413.678	999.266
Veículos	658	-	(179)	-	-	(40)	1	440
Móveis e Utensílios	157	-	(34)	-	27	(1)	9	158
<b>Total</b>	<b>633.089</b>	<b>-</b>	<b>(39.771)</b>	<b>(2.986)</b>	<b>41.495</b>	<b>(143)</b>	<b>441.253</b>	<b>1.072.937</b>
<i>Administração Central</i>								
Terrenos	1.191	-	-	-	-	-	592	1.783
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	-	-	-	(10)	-	-	-	(10)
Edificações, obras civis e benfeitorias	9.762	-	(997)	(2.348)	-	-	1.348	7.765
Máquinas e Equipamentos	11.410	-	(1.961)	1.833	800	230	538	12.850
Veículos	10.870	-	(3.376)	(10)	-	84	26	7.594
Móveis e Utensílios	104	-	(20)	9	61	1	2	157
<b>Total</b>	<b>33.337</b>	<b>-</b>	<b>(6.354)</b>	<b>(526)</b>	<b>861</b>	<b>315</b>	<b>2.506</b>	<b>30.139</b>
<b>Total AIS</b>	<b>6.473.084</b>	<b>-</b>	<b>(379.620)</b>	<b>(8.693)</b>	<b>80.473</b>	<b>(365)</b>	<b>443.759</b>	<b>6.608.638</b>
<b>Imobilizações em Curso</b>								
<i>Produção</i>	126.282	70.740	-	-	(38.117)	-	-	158.905
<i>Transmissão Linhas e Subestações</i>	131.693	41.386	-	-	(41.495)	-	-	131.584
<i>Administração Central</i>	6.545	17.942	-	-	(861)	-	-	23.626
<b>Total AIC</b>	<b>264.520</b>	<b>130.068</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(80.473)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>314.115</b>
<b>Obrigações Vinculadas ao Serviço Público</b>								
<i>Em Serviço</i>	(57.068)	-	1.432	-	-	-	(1.322)	(56.958)
<i>Em Curso</i>	(1.150)	(495)	-	-	-	-	-	(1.645)
<b>Total Obrigações Vinculadas</b>	<b>(58.218)</b>	<b>(495)</b>	<b>1.432</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.322)</b>	<b>(58.603)</b>
<b>Total Geral</b>	<b>6.679.386</b>	<b>129.573</b>	<b>(378.188)</b>	<b>(8.693)</b>	<b>-</b>	<b>(365)</b>	<b>442.437</b>	<b>6.864.150</b>

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus Ativos Imobilizados. Os contratos de concessão, exceto quanto às eólicas, prevêem 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.

A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de geração e transmissão do setor elétrico, com revisões periódicas nas estimativas. As taxas estabelecidas pela Agência são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para depreciação do Ativo Imobilizado.

A taxa de depreciação média anual é de 2,31%. As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009, são as seguintes:

Geração	(%)	Transmissão	(%)	Administração	(%)
Edificações	4,0	Chave Sistema	3,3	Software	20,0
Gerador	3,3	Disjuntor	3,0	Veículos	20,0
Turbina Hidráulica	2,5	Torre Metálica	2,5	Equipamento Geral	10,0
Casa de Força	2,0	Transformador de Força	2,5	Edificação	4,0
Barragem	2,0	Condutor nu de alumínio	2,5		
Equipamento Geral	10,0	Equipamento Geral	10,0		
Equipamentos de Tomada d'água	3,7	Religadores	4,3		
Estrutura de Tomada d'água	4,0				
Conduto Forçado	3,1				

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração e transmissão, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL n.º 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à Concessão, quando destinados à alienação, determinando que este produto seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

Alguns terrenos e edificações da Companhia, registrados como Ativo Imobilizado - Administração, foram dados em garantias de processos judiciais envolvendo questões tributárias, trabalhistas, cíveis e outras contingências no valor, líquido de depreciação, de R\$850 em 31 de dezembro de 2011.

As Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão referem-se basicamente a contribuições de consumidores para execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

## Consórcios

A Companhia participa em consórcios de concessões de geração de energia elétrica, para os quais não foram constituídas empresas com característica jurídica independente para administrar o objeto da referida concessão, sendo mantidos os controles no Ativo Imobilizado, Intangível e Atividade Não Vinculada, conforme Despacho ANEEL nº 3.467, de 18 de Setembro de 2008, da Companhia da parcela específica equivalente aos investimentos efetuados, conforme segue:

	Participação na energia gerada	Taxa Média Anual de Depreciação %		
			2011	2010
<b>Em serviço</b>				
Usina de Porto Estrela	33,33%	2,48	38.715	38.627
Usina Igarapava	14,50%	2,58	57.017	55.554
Usina de Funil	49,00%	2,55	183.124	182.360
Usina de Queimado	82,50%	2,62	208.618	206.729
Usina de Aimorés	49,00%	2,62	551.310	549.537
Depreciação acumulada			(191.210)	(165.303)
<b>Total em operação</b>			<b>847.574</b>	<b>867.504</b>
<b>Em curso</b>				
Usina de Queimado	82,50%		3.388	1.579
Usina de Funil	49,00%		-	648
Usina de Aimorés	49,00%		700	1.187
Usina Igarapava	14,50%		461	1.171
Usina Porto Estrela	33,33%		119	156
<b>Total em construção</b>			<b>4.668</b>	<b>4.741</b>
<b>Total de Consórcios</b>			<b>852.242</b>	<b>872.245</b>

A depreciação dos bens integrantes do Ativo Imobilizado dos consórcios é calculada pelo método linear, também com base em taxas estabelecidas pela ANEEL.

A Companhia transferiu em 2008 a sua participação na usina de Baguari para a controlada em conjunto Baguari Energia S.A. e a ANEEL aprovou a transferência da concessão em 02 de fevereiro de 2010.

A participação dos demais consorciados na energia gerada nos empreendimentos é como segue:

Consórcios	Demais Acionistas	Participação (%)
Usina de Porto Estrela	Companhia de Tecidos Nortes de Minas Gerais – COTEMINAS	33,34
	VALE S.A.	33,33
Usina Igarapava	VALE S.A.	38,15
	Companhia Mineira de Metais – CMN	23,93
	Companhia Siderúrgica Nacional – CSN	17,92
	Mineração Morro Velho – MMV	5,50
Usina de Funil	VALE S.A.	51,00
Usina de Queimado	Companhia Energética de Brasília	17,50
Usina de Aimorés	VALE S.A.	51,00
Usina de Baguari	Furnas Centrais Elétricas S.A.	15,00
	Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	51,00

## Custo Atribuído dos Ativos de Geração

Em 2010 a Companhia procedeu a avaliação dos seus ativos de geração, em atenção à Interpretação Técnica ICPC 10. Em decorrência da adoção do custo atribuído a Companhia reconheceu um aumento na despesa com depreciação no montante de R\$160.817 em 2011 e R\$180.374 em 2010.

Em 2011, ocorreram também baixas sobre a diferença de valor do custo atribuído no montante de R\$4.612, que somados aos efeitos da depreciação totalizaram R\$165.429. Esses efeitos ocasionaram uma realização da Reserva de Ajustes de Avaliação Patrimonial do Patrimônio Líquido no montante de R\$109.184, líquido de efeitos fiscais.

## Bens Totalmente Depreciados

A Cemig Geração e Transmissão possui registrado em seu Ativo Imobilizado, em 31 de dezembro de 2011, o valor contábil bruto de R\$3.623.645 referentes aos ativos totalmente depreciados ainda em operação.

## 14. INTANGÍVEIS

### a) Composição do Intangível

	2011		2010		Valor Residual	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual	Custo Histórico				
<b>Em Serviço</b>	<b>95.021</b>	<b>(47.634)</b>	<b>47.387</b>	<b>85.326</b>		<b>(42.982)</b>	<b>42.344</b>	
Servidão	26.556	(1.645)	24.911	19.179		(1.436)	17.743	
Concessão Onerosa	26.755	(7.937)	18.818	26.755		(7.074)	19.681	
Software	41.584	(37.929)	3.655	39.266		(34.349)	4.917	
Outros	126	(123)	3	126		(123)	3	
<b>Em Curso</b>	<b>7.857</b>	<b>-</b>	<b>7.857</b>	<b>4.677</b>		<b>-</b>	<b>4.677</b>	
Ativos em formação	7.857	-	7.857	4.677		-	4.677	
<b>Intangível Líquido</b>	<b>102.878</b>	<b>(47.634)</b>	<b>55.244</b>	<b>90.003</b>		<b>(42.982)</b>	<b>47.021</b>	

## b) Movimentação do Intangível

Cemig GT	2010	Adição	Baixa	Amortização	Capitalização /Transferências	Ajustes Regulatórios	2011
<b>Em Serviço</b>	<b>42.344</b>	-	(62)	(2.610)	371	7.344	<b>47.387</b>
Servidão	17.743	-	-	(178)	18	7.328	24.911
Concessão onerosa	19.681	-	-	(863)	-	-	18.818
Software	4.917	-	(62)	(1.569)	353	16	3.655
Outros	3	-	-	-	-	-	3
<b>Em Curso</b>	<b>4.677</b>	<b>3.419</b>	-	-	(239)	-	<b>7.857</b>
Ativos em formação	4.677	3.419	-	-	(239)	-	7.857
<b>Total</b>	<b>47.021</b>	<b>3.419</b>	<b>(62)</b>	<b>(2.610)</b>	<b>132</b>	<b>7.344</b>	<b>55.244</b>

Os ativos intangíveis Servidão, Concessão Onerosa, Direito de Exploração de Concessão e Outros são amortizáveis pelo método linear e as taxas utilizadas são as definidas pela ANEEL. A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida. A Companhia não possui ativos intangíveis com vida útil indefinida.

## 15. FORNECEDORES

	2011	2010
<b>Circulante</b>		
Suprimento e Transporte de Energia Elétrica -	65.399	80.744
Materiais e Serviços	51.110	34.383
	<b>116.509</b>	<b>115.127</b>

## 16. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

### a) Impostos, Taxas e Contribuições

As obrigações não circulantes de PASEP/COFINS referem-se ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo desses impostos, sendo requerida, inclusive, a compensação dos valores recolhidos nos últimos 10 anos. A Companhia obteve liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008. Entretanto, a partir de agosto de 2011, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, a Companhia optou por recolher mensalmente os impostos.

	2011	2010
<b>Circulante</b>		
ICMS	34.462	27.535
COFINS	23.038	19.501
PASEP	5.002	4.234
INSS	4.488	4.202
Outros	3.458	899
	<b>70.448</b>	<b>56.371</b>
<b>Não Circulante</b>		
COFINS	87.672	69.125
PASEP	19.033	15.007
	<b>106.705</b>	<b>84.132</b>
	<b>177.153</b>	<b>140.503</b>

## b) Impostos de Renda e Contribuições Sociais

As Obrigações Diferidas não circulantes de Imposto de Renda e Contribuição Social da controladora referem-se, substancialmente, ao efeito de diferenças temporárias relacionadas ao reconhecimento dos Instrumentos Financeiros (variação cambial) pelo regime de caixa, ajuste a valor presente, Custos de Captação de Empréstimos e Custos Atribuídos ao Ativo Imobilizado.

	2011	2010
<b>Circulante</b>		
Imposto de Renda	-	-
Contribuição Social	-	-
	-	-
<b>Não Circulante</b>		
Obrigações Diferidas		
Imposto de Renda	498.239	434.953
Contribuição Social	179.366	156,584
	<b>677.605</b>	<b>591.537</b>
	<b>677.605</b>	<b>591.537</b>

## 17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

FINANCIADORES	2011						2010
	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moedas	Circulante	Não Circulante	Total	Total
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>							
BNP Paribas	2012	5,89	EURO	1387	-	1387	3809
<b>Dívida referente a Moeda Estrangeira</b>				<b>1.387</b>	<b>-</b>	<b>1.387</b>	<b>3.809</b>
<b>MOEDA NACIONAL</b>							
Banco do Brasil S.A.	2012	109,8 do CDI	R\$	492.838	-	492.838	738.852
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	23.896	22.319	46.215	69.187
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	2.516	30.000	32.516	32.208
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	918.661	-	918.661	917.842
Banco Itaú – BBA	2013	CDI + 1,70	R\$	87.064	-	87.064	130.358
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	830	775	1.605	2.405
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	8.027	103.651	111.678	119.336
Bradesco S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	35.829	34.096	69.925	104.795
Bradesco S.A	2014	CDI + 1,70	R\$	640	910	1.550	1.366
Debêntures (1)	2011	104,00 do CDI	R\$	-	-	-	243.038
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (1) (2)	2031	IGP-M	R\$	0	46.896	46.896	37.083
Debêntures (1)	2015	IPCA + 7,68	R\$	1.367.937	-	1.367.937	1.284.860
Debêntures (1)	2012	CDI + 0,90	R\$	1.754.714	-	1.754.714	1.725.974
ELETROBRÁS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.887	12716	25.603	36.725
Santander do Brasil S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	7910	7429	15339	22.969
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	48.207	44.765	92.972	138.961
FINEP	2018	TJLP+5,00 E TJLP +8	R\$	4.274	15.643	19.917	15.002
CONSORCIO PIPOCA (3)	2012	IPCA	R\$	185	-	185	270
<b>Dívida referente à Moeda Nacional</b>				<b>4.766.415</b>	<b>319.200</b>	<b>5.085.615</b>	<b>5.621.231</b>
<b>Total Geral</b>				<b>4.767.802</b>	<b>319.200</b>	<b>5.087.002</b>	<b>5.625.040</b>

(1) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural.

(2) Contratos ajustados a valor presente, conforme alterações da Lei das Sociedades Anônimas, Lei 11.638/07.

(3) Crédito para integralização do capital social da Hidrelétrica Pipoca S.A

\* Taxa contratual

\*\* Taxa efetiva do custo de transação

A composição dos empréstimos por moeda e indexador, com a respectiva amortização, não considerando a transferência de valores para o curto prazo em função de não cumprimento de cláusula contratual, conforme mencionado na letra “a”, é como segue:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 em diante	Total
<b>Moedas</b>									
Euro	1.387	-	-	-	-	-	-	-	1.387
<b>Indexadores</b>									
IGP-M (1)	-	-	-	-	-	-	-	46.896	46.896
FINEL (2)	12.887	12.716	-	-	-	-	-	-	25.603
IPCA (3)	92.883	420.674	420.673	433.892	-	-	-	-	1.368.122
CDI (4)	2.730.997	481.947	300.455	-	-	-	-	-	3.513.399
TJLP/URTJ	2.301	11.827	11.827	9.854	9.459	9.459	9.002	57.866	131.595
	<b>2.849.068</b>	<b>927.164</b>	<b>732.955</b>	<b>443.746</b>	<b>9.459</b>	<b>9.459</b>	<b>9.002</b>	<b>104.762</b>	<b>5.085.615</b>
	<b>2.850.455</b>	<b>927.164</b>	<b>732.955</b>	<b>443.746</b>	<b>9.459</b>	<b>9.459</b>	<b>9.002</b>	<b>104.762</b>	<b>5.087.002</b>

(1) Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M

(2) Índice Interno da Eletrobrás - FINEL

(3) Índice Preço ao Consumidor Amplo-IPCA

(4) Certificado Depósito Interbancário – CDI

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações:

Moedas	Varição Acumulada em 2011 %	Varição Acumulada em 2010 %	Indexadores	Varição Acumulada em 2011 %	Varição Acumulada em 2010 %
Euro	9,25	(11,14)	IGP-M	5,10	11,32
			FINEL	1,00	2,18
			CDI	11,64	9,71
			IPCA	6,64	5,63

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010</b>	<b>5.625.040</b>
Aquisição de Controladas – saldos iniciais de consolidação	-
Empréstimos e Financiamentos obtidos	7.071
Varição monetária e cambial	87.723
Encargos financeiros provisionados	584.107
Ajuste a valor presente	(144)
Encargos Financeiros Pagos	(529.775)
Amortização de financiamentos	(689.139)
Custo de captação de financiamentos	-
Amortização de custo de captação de financiamentos	2.119
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>5.087.002</b>

As captações de recursos consolidados durante o exercício de 2011 estão demonstradas abaixo:

Empréstimos/Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Valor Captado
<b>Moeda Nacional</b>			
Financiadora de Estudos e Projetos FINEP	2018	8%	7.071
			<b>7.071</b>

#### a) Cláusulas Contratuais Restritivas – “Covenants”

A Companhia possui Empréstimos e Financiamentos com cláusulas restritivas (“covenants”), em 31 de dezembro de 2011, conforme segue:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido
Dívida Líquida/EBITDA	Menor ou igual a 3,25
Dívida Circulante/EBITDA	Menor ou igual a 105%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 61%
EBITDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,8
Investimento/EBITDA	Menor ou igual a 60%

Dívida Líquida = Dívida total menos saldo de caixa e menos títulos negociáveis

EBITDA = Lucro antes dos juros, impostos (sobre o lucro), depreciações e amortizações. Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos de cálculo do EBITDA, com algumas variações em relação a fórmula mencionada.

Duas das Cláusulas Restritivas acima não foram atendidas, conforme abaixo:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice apurado	Índice Requerido
Dívida Circulante/EBITDA	133,40%	Menor ou igual a 105%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	62,14%	Menor ou igual a 61%

O consentimento formal (“waiver”) de que os credores não irão exercer os direitos de exigirem o pagamento, imediato ou antecipado, foi obtido em 14 de março de 2012, posterior a data de encerramento das Demonstrações Contábeis, por esse motivo os contratos cujas cláusulas não foram atendidas estão reconhecidos no Passivo Circulante. O montante transferido para o Passivo Circulante em decorrência das cláusulas restritivas não atendidas foi de R\$1.917.347.

As Debêntures de emissão da Cemig Geração e Transmissão em 31 de dezembro de 2011, possuem as seguintes características:

Empresa Emissora	Forma e Classe	Saldo em 2011	Vencimentos	Tipo garantia	Encargos	COVENANTS
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (*)	Simple não Conversíveis	46.896	2014	Não há	IGP-M	Não há
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (*)	Simple não Conversíveis	1.367.937	2015	Não há	IPCA + 7,68	Não há
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (*)	Simple não Conversíveis	1.754.714	2012	Quirografária (Aval da Holding)	CDI + 0,90	Não há
<b>TOTAL</b>		<b>3.169.547</b>				

(\*) Sem cláusula de repactuação, e não há debêntures em tesouraria.

## b) Garantias

Em 31 de dezembro de 2011 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos são garantidos da seguinte forma:

	2011
NP e Aval	3.626.650
Recebíveis	45.519
Sem Garantia	1.414.833
<b>TOTAL</b>	<b>5.087.002</b>

## 18. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	2011	2010
Reserva Global de Reversão - RGR	16.379	14.032
Quota para Conta de Consumo de Combustível – CCC	9.333	9.844
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	6.505	6.169
Taxa de Fiscalização da ANEEL	1.598	1.605
Programa de Incentivo às Fontes Altern. de Energia Elétrica – PROINFA	3.838	3.279
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	2.548	5.267
Pesquisa e Desenvolvimento	86.596	79.822
Pesquisa Expansão Sistema Energético	1.368	2.635
	<b>128.165</b>	<b>122.653</b>
Passivo Circulante	58.003	90.312
Passivo Não Circulante	70.162	32.341

## 19. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

### Fundo de Pensão Forluz

A Companhia é uma das patrocinadoras da Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes complementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A Forluz disponibiliza aos seus participantes os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários (“Plano B”) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

A contribuição das Patrocinadoras para este plano é de 27,52% para a parcela com característica de benefício definido, referente à cobertura de invalidez e morte de participante ativo, sendo utilizada para amortização das obrigações definidas através de cálculo atuarial. Os 72,48% restantes, referentes à parcela do plano com característica de contribuição definida, destinam-se as contas nominais dos participantes e são reconhecidos no resultado do exercício em conformidade aos pagamentos feitos pelas patrocinadoras, na rubrica de Despesa com Pessoal.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram migrar do antigo plano de Benefício Definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria.

A Cemig Geração e Transmissão mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela Forluz, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os aposentados e contribuem para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

### **Separação do Plano de Saúde**

Em 26 de agosto de 2008, o Conselho Deliberativo da Forluz, em cumprimento às determinações da Secretaria de Previdência Complementar – SPC, deliberou a transferência da gestão do Plano de Saúde Integrado – PSI – para outra entidade a ser criada com essa finalidade. A decisão foi motivada pelo entendimento do SPC quanto à impossibilidade da manutenção dos participantes no plano de saúde não inscritos concomitantemente nos planos previdenciários. Visando resguardar os interesses de seus participantes, além de cumprir a exigência da SPC, a Forluz optou pela separação das atividades, mantendo os atuais planos odontológico e previdenciário nesta entidade. Em 2010 foi concluído o processo de separação do plano de saúde, sendo criada a empresa “Cemig Saúde” e mantidos todos os benefícios e coberturas existentes.

### **Amortização das Obrigações Atuariais e Reconhecimento nas Demonstrações Contábeis**

A Companhia demonstra nesta Nota Explicativa o passivo e as despesas em conexão com o Plano de Complementação de Aposentadoria, Plano de Saúde, Plano Odontológico e Seguro de Vida de acordo com os termos do Pronunciamento Técnico CPC 33 (Benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes com base em 31 de dezembro de 2011.

Foi reconhecida pela Companhia uma obrigação a pagar referente a déficits atuariais passados relacionados ao Fundo de pensão no montante de R\$191.782 em 31 de dezembro de 2011 (R\$196.873 em 31 de dezembro de 2010). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar pela Companhia e está sendo amortizado até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Após o 3º Aditivo ao Contrato da Forluz, os valores passaram a ser reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, acrescido de 6% ao ano.

Portanto, nos casos de obrigações com aposentadorias, o passivo reconhecido no balanço patrimonial é a dívida pactuada com a Forluz para amortização das obrigações atuariais, mencionada anteriormente, tendo em vista que é superior ao passivo com fundo de pensão constante do laudo do atuário. Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de superávit da Fundação, a Companhia decidiu pelo registro integral da dívida, estando os impactos referentes a atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Valor Presente das Obrigações fundeadas	1.626.438	139.155	3.924	123.461
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.545.593)	-	-	-
Valor presente de obrigações não fundeadas	80.845	139.155	3.924	123.461
Ganhos (Perdas) Atuariais Não Reconhecidos	20.868	(14.915)	2.805	(7.760)
<b>Passivo Líquido</b>	<b>101.713</b>	<b>124.240</b>	<b>6.729</b>	<b>115.701</b>
Ajuste referente dívida com a Forluz	90.069	-	-	-
<b>Passivo Líquido no Balanço Patrimonial</b>	<b>191.782</b>	<b>124.240</b>	<b>6.729</b>	<b>115.701</b>

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia registra uma obrigação adicional correspondente à diferença entre a obrigação com suplementação de aposentadoria informada no laudo atuarial e a dívida pactuada com a Fundação.

Os ganhos e perdas atuariais não reconhecidos que excederam a 10,00% do total das obrigações com benefícios pós-emprego vem sendo reconhecidos no resultado em aproximadamente 11 anos (tempo médio de serviço futuro dos atuais participantes ativos), desde de 2009.

As mudanças no valor presente da obrigação de benefício definido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2010	1.506.463	128.114	3.730	106.617
Custo do Serviço Corrente	1.741	2.301	69	1.216
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	152.422	12.926	376	11.034
Contribuição dos empregados	7	-	-	-
Perdas (Ganhos) Atuariais Reconhecidas	78.949	8.491	(68)	6.318
Benefícios pagos	(113.144)	(12.677)	(183)	(1.724)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2011	<u>1.626.438</u>	<u>139.155</u>	<u>3.924</u>	<u>123.461</u>

As mudanças no valor justo dos ativos dos planos são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro 2010	1.480.089
Retorno realizado	149.469
Contribuições do Empregador	29.172
Contribuições dos Empregados	7
Benefícios pagos	(113.144)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2011	<u>1.545.593</u>

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2011 são como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Custo do Serviço Corrente	1.741	2.301	69	1.216
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	152.422	12.926	376	11.034
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(165.825)	-	-	-
Perdas (Ganhos) Atuariais Reconhecidas	-	-	(138)	-
<b>Despesa em 2011 conforme laudo atuarial</b>	<b>(11.662)</b>	<b>15.227</b>	<b>307</b>	<b>12.250</b>
Ajuste referente dívida com a Forluz	35.744	-	-	-
<b>Despesa em 2011</b>	<b>24.082</b>	<b>15.227</b>	<b>307</b>	<b>12.250</b>

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2010	196.873	121.690	6.605	105.175	430.343
Despesa (Receita) Reconhecida no Resultado	24.082	15.227	307	12.250	51.866
Contribuições Pagas	(29.173)	(12.677)	(183)	(1.724)	(43.757)
<b>Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>191.782</b>	<b>124.240</b>	<b>6.729</b>	<b>115.701</b>	<b>438.452</b>
Passivo Circulante	17.048	-	-	-	17.048
Passivo Não Circulante	174.734	124.240	6.729	115.701	421.404

As despesas com fundo de pensão são registradas no resultado financeiro por representarem os juros e variação monetária incidentes sobre a dívida com a Forluz, conforme mencionado anteriormente nesta nota. As despesas com planos de saúde, odontológico e seguro de vida são registradas como outras despesas operacionais.

A estimativa do atuário externo para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2012 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Custo do Serviço Corrente	1.863	2.467	72	1.387
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	157.771	13.477	379	12.290
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(164.856)	-	-	-
Perdas (Ganhos) Atuariais Reconhecidas	-	60	(140)	-
<b>Despesa em 2011</b>	<b>(5.222)</b>	<b>16.004</b>	<b>311</b>	<b>13.677</b>

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2012 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Estimativa de pagamento de benefícios	119.393	10.641	311	3.558

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2012 no montante de R\$45.547.

As principais categorias de ativos do plano, como porcentagem do total de ativos do plano, são as seguintes:

	2011	2010
Ações de empresas brasileiras	16,31%	15,00%
Títulos de Renda Fixa	83,69%	85,00%
	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Os ativos do Plano de Pensão incluem os seguintes ativos, avaliados pelo valor justo, da Cemig, controladora da Cemig Geração e Transmissão:

	2011	2010
Debêntures não conversíveis emitidas pela Patrocinadora	367.019	450.107
Ações emitidas pela Patrocinadora	12.062	9.684
Imóveis da Forluz ocupados pelas Patrocinadoras	191.606	184.914
	<b>570.687</b>	<b>644.705</b>

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2011	2010
Taxa anual de desconto para valor presente da obrigação atuarial	10,07%	10,50%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	10,98%	11,50%
Taxa anual de inflação de longo prazo	4,30%	4,50%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	6,39%	6,59%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de entrada de invalidez	Light média	Light média
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	IAPB-57	IAPB-57

## 20. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, ambientais, aspectos cíveis e outros assuntos.

A Companhia constituiu Provisões para Contingências para as ações cuja expectativa de perda é considerada mais provável que sim do que não que será necessária uma saída de recursos financeiros para liquidar a obrigação, conforme segue:

	Saldo em 2010	Adições (-) Reversões	Atualizações	Saldo em 2011
<b>Trabalhistas</b>				
Diversos	1.393	6.549	170	8.112
<b>Cíveis</b>				
Danos Pessoais	-	349	-	349
Ambiental	3.185	508	197	3.890
Outras	648	(116)	68	600
<b>Fiscais</b>				
Outras	501	674	42	1.217
<b>Regulatórios</b>				
ANEEL	162	-	17	179
<b>Total</b>	<b>5.889</b>	<b>7.964</b>	<b>494</b>	<b>14.347</b>

A Administração da Companhia acredita que eventuais desembolsos, em excesso aos montantes provisionados, após o desfecho dos respectivos processos, não afetarão, de forma relevante, o resultado das operações e a posição financeira da Companhia.

Os detalhes sobre as, principais, provisões e passivos contingentes são como segue:

**Provisões constituídas para processos com expectativa de perda mais provável que sim do que não e passivos contingentes vinculados, para processos com expectativa de perda mais provável que não do que sim**

#### Obrigações Trabalhistas

A Companhia é parte em diversas ações movidas por nossos empregados e empregados terceirizados. Essas ações são relativas, de modo geral, às horas extras e ao adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas à terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadorias pela Forluz e ajustes salariais.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$25.610, dos quais R\$8.112 foram provisionados.

**Passivos contingentes, cuja expectativa de perda é considerada mais provável que não do que sim que será necessária uma saída de recursos financeiros para liquidar a obrigação**

#### Impostos e Demais Contribuições

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos. Os detalhes das principais discussões são como segue:

##### *Indenização do Anuênio*

A Companhia pagou uma indenização aos empregados, no exercício de 2006, no montante de R\$41.860, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro em função de uma interpretação divergente da Receita Federal e INSS, a Companhia impetrou mandados de segurança que permitiu o depósito judicial no valor das potenciais obrigações, registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$46.006.

##### *Participação nos Lucros e Resultados*

O INSS instaurou processo administrativo contra a Controladora, em 2006, em função do não recolhimento das contribuições previdenciárias sobre os valores pagos aos empregados a título de participação nos lucros e resultados no período de 2000 a 2004, devido ao fato da fiscalização ter entendido que a Companhia não teria atendido aos requisitos descritos na Lei 10.101 de 2000. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros e resultados não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à seguridade

social. A Cemig recebeu sentença, parcialmente, favorável em 2008, da qual recorreu e está aguardando decisão em segunda instância.

Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a Cemig acredita ter argumentos de mérito para defesa, sendo que a expectativa de perda nesta ação é considerada mais provável que não exista uma saída de caixa para liquidar uma obrigação e o valor da contingência é de, aproximadamente, R\$140.875. Caso a Controladora venha a sofrer alguma perda relativa a este processo, a Cemig GT será, parcialmente, impactada.

#### *Contribuições Previdenciárias*

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos contra a Cemig GT, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados, programa de alimentação do trabalhador (PAT), auxílio-educação, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat, multa por descumprimento de obrigação acessória. A Companhia apresentou as defesas e aguarda julgamento.

A expectativa de perda nestas ações é considerada mais provável que não exista uma saída de caixa para liquidar uma obrigação e o valor da contingência é de, aproximadamente, R\$265.117.

#### *Indeferimento da Compensação de Créditos Tributários*

A Secretaria da Receita Federal não homologou a declaração de compensação de créditos decorrentes de pagamento indevido, ou a maior, pela Companhia, relativa a diversos processos administrativos tributários quanto à discussão sobre compensação de tributos federais. O valor da contingência é de R\$78.165.

#### Questões Regulatórias

##### *Conta de Resultados a Compensar (CRC)*

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços vinculados à concessão. As tarifas cobradas eram uniformes em todo o país e os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados às concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as companhias fosse igual à média nacional. Os *déficits* eram contabilizados na CRC de cada concessionária. Quando a CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, a Cemig utilizou os saldos positivos para compensar as responsabilidades junto ao Governo Federal.

A Aneel instaurou processo administrativo contra a Controladora, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a Aneel proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para a Cemig cobrando o valor de R\$516 milhões. A Cemig não efetuou o pagamento, por acreditar ter argumentos de mérito para a defesa judicial, e impetrou mandado de segurança para suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público (Cadin). Embora o mandado tenha sido indeferido em primeira instância, foi interposto recurso ao Tribunal Federal da Primeira Região que concedeu medida liminar suspendendo a inclusão no Cadin.

Nenhuma provisão foi constituída em relação a essa ação e o valor, estimado, do passivo contingente é de R\$1.014.905. Caso a Controladora venha a sofrer alguma perda relativa a este processo, a Cemig GT será, parcialmente, impactada.

#### *Contabilização de operações com venda de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*

A AES Sul Distribuidora questiona, judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessora da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante o período do racionamento, e obteve decisão judicial liminar favorável, em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atendesse ao pleito da Distribuidora e proceda, com a CCEE, a recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288 de 2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE, a partir de novembro de 2008, e implicaria um desembolso adicional para a Companhia, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, com a CCEE, no valor aproximado de R\$123.900. A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE. Em razão do exposto, nenhuma provisão foi constituída para esta disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda.

#### Processos no Curso Normal dos Negócios

Adicionalmente às questões descritas acima, a Companhia está envolvida, como impetrante ou ré, em outros litígios, de menor relevância, relacionados ao curso normal de suas operações, no montante estimado de R\$22.665. A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes, relacionadas a estas questões, que possam ter efeito adverso na posição financeira e no resultado das operações da Companhia.

## 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Em 31 de dezembro de 2011, o Capital Social da Companhia é de R\$3.296.785, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Cemig.

### (a) Reservas

A composição da conta Reservas de Lucros é demonstrada como segue:

	2011	2010
<b>Reservas de Lucros</b>		
Reserva de Retenção de Lucros	59.873	78.583
Proposta de Distribuição de Dividendos Adicionais	605.734	523.880
Reserva Legal	323.896	260.445
	<b>989.503</b>	<b>844.198</b>

#### Reserva Legal

A Companhia utilizou 5,00% do Lucro Líquido apurado no exercício de 2011 para constituição de Reserva Legal, no valor de R\$63.451.

A constituição da Reserva Legal é obrigatória, até os limites estabelecidos por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do Capital Social, condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento do capital.

#### Reserva de Retenção de Lucros

As Reservas de Retenção de Lucros referem-se aos lucros não distribuídos em exercícios anteriores para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia, sendo as retenções suportadas pelos orçamentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração nos períodos em referência. As principais aquisições de participação no capital de empresas adquiridas em função da retenção de recursos mencionada estão apresentadas em maiores detalhes na Nota Explicativa nº 13 das Demonstrações Contábeis.

#### Reserva da Proposta de distribuição de dividendos adicionais

A Companhia registrou na Reserva de Lucros os dividendos propostos pela administração que excedem a 50% do Lucro Líquido do exercício, dividendo mínimo previsto no Estatuto Social, a serem transferidos para o passivo, como dividendos a pagar, após a aprovação da proposta pela Assembléia Geral de Acionistas prevista para ocorrer em abril de 2012.

## (b) Dividendos

O Estatuto Social da Companhia determina o pagamento de dividendos mínimos obrigatórios de 50% do Lucro Líquido do exercício, à sua Controladora antes da Reserva Legal.

Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro do ano subsequente à geração do lucro, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

O Art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de Imposto de Renda e Contribuição Social, dos Juros sobre Capital Próprio pagos aos acionistas, que no caso da Cemig Geração e Transmissão foram calculados com base na variação da TJLP sobre o Patrimônio Líquido.

O Conselho de Administração deliberou pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio em 2011 no montante de R\$223.011. Os benefícios fiscais decorrentes dos pagamentos foram de R\$75.824, reconhecidos no resultado do exercício de 2011 (R\$72.683 em 2010).

O Conselho de Administração também deliberou o pagamento de dividendos intermediários, os quais foram pagos, no exercício de 2011, no montante de R\$486.000.

O cálculo dos dividendos para o exercício de 2011 foram conforme segue:

	2011
<b>Dividendos Obrigatórios</b>	
Resultado do Exercício	1.269.012
Dividendo Obrigatório – 50,00% do lucro líquido	634.506
<b>Dividendos Propostos</b>	
Juros sobre Capital Próprio	223.011
Dividendos Intermediários pagos	486.000
Dividendos propostos (1)	605.734
<b>Total</b>	<b>1.314.745</b>
<b>Dividendos por lote de mil ações - R\$</b>	
Dividendos Estatutários	219,04
Dividendos Propostos	453,86

(1) Dividendos retidos no Patrimônio Líquido em atendimento às normas contábeis vigentes no País, que serão pagos no exercício de 2012.

A distribuição de dividendos aos acionistas da Companhia foi calculada a partir do resultado societário, dessa forma, a diferença apurada entre o resultado societário e o resultado regulatório, alocada à conta de Reservas de Lucros, não alterou a base de distribuição.

### Lucro por ação

O Lucro por ação em 2011 e 2010 foi de R\$0,44 e R\$0,37, respectivamente, sendo calculados com base no número de ações ordinárias da Companhia em cada um dos anos mencionados.

## 22. FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	MWh		R\$	
	2011	2010	2011	2010
	Industrial	19.794.241	18.599.330	2.455.535
Comercial	96.561	51.345	21.018	10.163
Fornecimento não Faturado, Líquido	-	-	65.337	14.258
	19.890.802	18.650.675	2.541.890	2.092.230
Suprimento a Outras Concessionárias(*)	15.034.423	15.221.295	1.499.433	1.446.019
Transações com energia na CCEE	3.788.721	2.396.279	147.376	124.724
<b>Total</b>	<b>38.713.946</b>	<b>36.268.249</b>	<b>4.188.699</b>	<b>3.662.973</b>

(\*) Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado -CCEAR e contratos bilaterais com outros agentes.

## 23. RECEITA PELA DISPONIBILIDADE DA REDE ELÉTRICA

Para as concessões antigas, a Receita de Uso da Rede refere-se à tarifa cobrada dos agentes do setor elétrico, incluindo os consumidores livres ligados na alta tensão, pela utilização da rede básica de transmissão, de propriedade da Companhia, associada ao Sistema Interligado Brasileiro, deduzindo-se os valores recebidos que são utilizados para amortização do ativo financeiro.

Para as concessões novas, inclui a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente a operação e manutenção das linhas de transmissão e também o ajuste a valor presente do ativo financeiro de transmissão constituído, em sua maior parte, durante o período de construção dos empreendimentos de transmissão. As taxas utilizadas para a atualização do ativo correspondem à remuneração do capital aplicado nos empreendimentos, variando em conformidade ao modelo do empreendimento e do custo do capital da investidora.

## 24. DESPESA COM PESSOAL

	2011	2010
Remunerações e Encargos	243.058	241.803
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida	16.747	16.297
Benefícios Assistenciais	27.584	28.264
	287.389	286.364
( - ) Custos com Pessoal Transferidos para Obras em Andamento	(16.706)	(14.433)
	270.683	271.931
Programa de Desligamento Voluntário de empregados	4.306	15.827
	<b>274.989</b>	<b>287.758</b>

Programas de Desligamento de Empregados:

*a) Programa Desligamento Premiado – PDP*

Em novembro de 2011, a Companhia criou o *Programa Desligamento Premiado – PDP*, de caráter permanente e aplicável às rescisões dos Contratos de Trabalho de forma livre e espontânea e está em conformidade com a Lei 12.506 de outubro de 2011, que trata de concessão do Aviso Prévio de 1 até 3 meses, e, desta forma, encerrou o antigo Programa Prêmio Desligamento – PPD.

Dentre os principais incentivos financeiros do Programa, estão os pagamentos de 1 remuneração bruta e 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios, o pagamento do aviso prévio correspondente ao mínimo de uma remuneração (30 dias) até o máximo de 3 remunerações (90 dias), conforme determina a Lei 12.506 de 2011, e o pagamento de até 24 meses de contribuições para o Fundo de Pensão e INSS após o desligamento, em conformidade a determinados critérios estabelecidos no regulamento do Programa. Até 31 de dezembro 2011, houve a adesão de 7 empregados.

## 25. SERVIÇOS DE TERCEIROS

	2011	2010
Comunicação	8.039	6.031
Manutenção e Conservação de Instalações e Equip. Elétricos	20.286	22.894
Conservação e Limpeza de Prédios	20.409	18.497
Mão de Obra Contratada	3.946	4.122
Fretes e Passagens	2.964	3.825
Hospedagem e Alimentação	4.575	5.359
Vigilância	11.309	9.646
Consultoria	4.500	11.050
Manutenção e Conservação de Móveis Utensílios	9.269	9.603
Manutenção e Conservação de Veículos	4.248	4.909
Energia Elétrica	4.989	5.246
Meio Ambiente	17.020	16.090
Outros	29.175	16.396
	<b>140.729</b>	<b>133.668</b>

## 26. OUTROS CUSTOS GERENCIÁVEIS

	2011	2010
Propaganda e Publicidade	914	1.224
Subvenções e Doações	11.974	14.527
Despesa Concessão Onerosa	820	42
Contribuição ao MAE	3.228	2.628
Prejuízo (Ganho) Líquido na Desativação e Alienação de Bens	970	1.096
FORLUZ – Custeio Administrativo	3.606	3.180
Outras Líquidas	9.106	331
	<b>30.618</b>	<b>23.028</b>

## 27. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2011	2010
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Renda de Aplicação Financeira	218.104	222.354
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	4.529	5.663
Variação Monetária	7.165	19.667
Variações Cambiais	54	1.295
Variação Monetária CVA	(104)	2.802
Ganhos com Instrumentos Financeiros	-	168
Ajuste a Valor Presente	-	37.053
Outras	4.787	2.890
	<b>234.535</b>	<b>294.988</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(586.225)	(537.879)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(87.520)	(67.176)
Variações Cambiais	(310)	(735)
Variações Monetárias – Concessão Onerosa	(20.227)	(40.079)
Ajuste a Valor Presente	(1.065)	-
Encargos Variação Monetárias- Forluz	(24.082)	(22.920)
Outras	(51.335)	(39.886)
	<b>(771.028)</b>	<b>(708.675)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO</b>	<b>(536.229)</b>	<b>(413.687)</b>

## 28. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1, a Companhia é uma subsidiária integral da Cemig, cujo acionista controlador é o Governo do Estado de Minas Gerais. A Cemig Distribuição e a Light também são controladas da Cemig.

Os principais saldos e transações com partes relacionadas da Cemig Geração e Transmissão são como segue:

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>CEMIG</b>								
<b>Circulante</b>								
Convênio de Cooperação (1)	-	-	7.018	5.366	-	-	-	-
Pessoal Cedido (2)	-	-	2.586	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	-	-	-	46.819	-	-	-	-
<b>Cemig Distribuição S.A.</b>								
<b>Circulante</b>								
Convênio de Cooperação	-	-	18.066	9.828	-	-	-	-
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (3)	14.819	14.495	-	-	120.013	122.722	(5.117)	(4.748)
Encargos de Uso da Rede Elétrica – Fornec.	14.350	14.327	3.522	3.163	132.987	129.647	(45.312)	(61.276)
<b>Light S.A.</b>								
<b>Circulante</b>								
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (3)	-	-	130	104	25.739	16.871	-	-
Encargos de Uso da Rede Elétrica – Fornec.	138	106	1	1	4.305	3.919	(16)	(9)
<b>Governo do Estado de Minas Gerais</b>								
<b>Circulante</b>								
Impostos, Taxas e Contribuição – ICMS (6)	19.186	35.109	35.610	27.914	(430.422)	(369.361)	-	-
<b>Não Circulante</b>								
Tributos Compensáveis – ICMS (6)	27.192	6.598	-	-	-	-	-	-
Debêntures (4)	-	-	46.896	37.083	-	-	(9.813)	(29)
<b>FORLUZ</b>								
<b>Circulante</b>								
Obrigações Pós-emprego - (5)	-	-	17.048	17.033	-	-	(27.784)	(23.694)
Despesa de Pessoal (7)	-	-	-	-	-	-	(16.747)	(16.297)
Custeio Administrativo (8)	-	-	-	-	-	-	(3.606)	(3.180)
<b>Não Circulante</b>								
Obrigações Pós-emprego - (5)	-	-	421.404	413.310	-	-	-	-
<b>Cemig Saúde</b>								
<b>Circulante</b>								
Plano de Saúde e odontológico	-	-	4.551	4.103	-	-	(9.136)	(8.277)

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

- (1) Convênio de Cooperação Técnica entre Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão instituído pelo Despacho ANEEL 3.924/2008;
- (2) Reembolso de despesas relativas ao pessoal cedido pela Cemig às empresas do grupo;
- (3) A Companhia possui contratos de venda de energia para Cemig Distribuição e Light Energia, decorrente do leilão público de energia existente ocorrido em 2005, com vigência de 8 anos a partir do início do fornecimento e correção anual pelo IGP-M;
- (4) Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R\$120.000 milhões, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M ajustado a valor presente, para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão;
- (5) Parte dos contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Vide Nota Explicativa nº 20 e serão amortizados até o exercício de 2024;
- (6) As operações com ICMS registradas nas Demonstrações Contábeis referem-se as operações de venda de energia e são realizadas em conformidade a legislação específica do Estado de Minas Gerais;
- (7) Contribuições da Cemig para o Fundo de Pensão referentes aos empregados participantes do Plano Misto (vide Nota Explicativa nº 20) e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- (8) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia.

## Remuneração do pessoal chave da Administração

O total da remuneração aos Conselheiros de Administração e Diretores nos exercícios de 2011 e 2010 é conforme segue:

	2011	2010
Remuneração	636	888
Participação nos Resultados	138	233
Benefícios Pós Emprego	50	72
Benefícios Assistenciais	7	234
<b>Total</b>	<b>831</b>	<b>1.427</b>

Vide mais informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas 8, 17, 18, 20, 23 e 24.

## 29. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

Os Instrumentos Financeiros da Companhia estão restritos a Caixa e Equivalentes de Caixa, Títulos e Valores Mobiliários, Consumidores e Revendedores, Concessionário – Transporte de Energia, Ativos Financeiros da Concessão, Fornecedores, Empréstimos e Financiamentos, Outras Contas a Pagar e Obrigações com Debêntures e “swaps” de moedas, sendo os ganhos e perdas obtidos nas operações integralmente registrados de acordo com o regime de competência.

Os Instrumentos Financeiros da Companhia foram reconhecidos ao valor justo e encontram-se classificados conforme abaixo:

- Instrumentos Financeiros ao valor justo por meio do resultado: encontram-se nesta categoria Equivalentes de Caixa, Títulos e Valores Mobiliários e os Instrumentos Derivativos (mencionados no item “b”). São mensurados ao valor justo e os ganhos ou as perdas são reconhecidos, diretamente, no resultado;
- Empréstimos e Recebíveis: encontram-se nesta categoria o Caixa, Créditos com Consumidores e Revendedores, Concessionários – Transporte de Energia e ativos financeiros da concessão. São reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos;
- Empréstimos e Financiamentos e Obrigações com Debêntures, Fornecedores e Concessões a Pagar. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva;
- Instrumentos Financeiros Derivativos. São mensurados pelo valor justo e os efeitos reconhecidos, diretamente, no resultado.

Categoria dos Instrumentos financeiros	2011		2010	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros:</b>				
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>				
Caixa e Depósitos Bancários	2.039	2.039	9.772	9.772
Consumidores e Revendedores	454.950	454.950	389.599	389.599
Concessionários - Transporte de Energia	66.451	66.451	60.549	60.549
Ativos Financeiros da Concessão	758.338	758.338	744.697	744.697
	<b>1.281.778</b>	<b>1.281.778</b>	<b>1.204.617</b>	<b>1.204.617</b>
<b>Valor justo por meio do resultado:</b>				
<b>Mantidos para negociação</b>				
Equivalentes de Caixa - Aplicações Financeiras	1.148.270	1.148.270	1.392.441	1.392.441
Títulos e Valores Mobiliários	170.239	170.239	319.277	319.277
	<b>1.318.509</b>	<b>1.318.509</b>	<b>1.711.718</b>	<b>1.711.718</b>
<b>Passivos Financeiros:</b>				
<b>Avaliados ao custo amortizado</b>				
Fornecedores	116.713	116.713	115.193	115.193
Concessões a Pagar	131.091	131.091	117.672	117.672
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	5.087.002	4.988.189	5.625.040	5.625.040
	<b>5.334.806</b>	<b>5.235.993</b>	<b>5.857.905</b>	<b>5.857.905</b>

## a) Gestão de riscos

O Gerenciamento de Riscos corporativos é uma ferramenta de Gestão Integrante das práticas de Governança Corporativa alinhada com o Processo de Planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o Risco Financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando estratégias de proteção (*hedge*) aos riscos de câmbio, juros e inflação, os quais estão efetivos em linha com a estratégia da Companhia.

A premissa do Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros é dar previsibilidade ao Caixa da Companhia para um prazo máximo de 12 meses, considerando o cenário econômico divulgado por uma consultoria externa.

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

### Risco de taxas de câmbio

A Cemig Geração e Transmissão está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, em relação à cotação do Euro em relação ao Real, com impacto mínimo no endividamento, no resultado e no fluxo de caixa, conforme demonstrado a seguir:

**A exposição líquida às taxas de câmbio é como segue:**

EXPOSIÇÃO ÀS TAXAS DE CÂMBIO	2011	2010
Euro		
Empréstimos e Financiamentos (nota 18)	1.387	3.809
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b>1.387</b>	<b>3.809</b>

## Análise de sensibilidade

A Companhia, com base em seus consultores financeiros, estima que, em um Cenário provável, a depreciação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real em 31 de dezembro de 2012 será de 8,22% para o Euro (R\$2,23). A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos de depreciação cambial do Real de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como Possível e Remoto, respectivamente.

Risco Exposições Cambiais - Consolidado	Cenário Base 2011	Cenário Provável	Cenário Possível Depreciação Cambial 25,00%	Cenário Remoto Depreciação Cambial 50,00%
<b>Euro</b>				
Empréstimos e Financiamentos (nota 18)	1.387	1.273	1.591	2.086
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b>1.387</b>	<b>1.273</b>	<b>1.591</b>	<b>2.086</b>
<b>Efeito Líquido da Variação Cambial</b>	<b>-</b>	<b>114</b>	<b>(204)</b>	<b>(699)</b>

## Risco de Taxa de juros

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de juros nacionais, em 31 de dezembro de 2011. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

EXPOSIÇÃO DA COMPANHIA ÀS TAXAS DE JUROS NACIONAIS		
	2011	2010
<b>Ativos</b>		
Equivalentes de Caixa - Aplicações Financeiras (nota 5 )	1.148.270	1.392.441
Títulos e Valores Mobiliários (nota 6 )	170.239	319.277
<b>Passivos</b>		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures (nota 18)	(3.513.399)	(4.127.955)
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b>(2.194.890)</b>	<b>(2.416.237)</b>

## Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevante, a Companhia estima que, em um cenário provável, a taxa SELIC em 31 de Dezembro de 2012 será de 9,50%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos seus resultados advindos de uma alta na taxa SELIC de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como Possível e Remoto, respectivamente. A taxa CDI acompanha a taxa SELIC.

Estimativa de Cenários de evolução da taxa de juros deverá considerar a projeção dos cenários base, otimista e pessimista da Companhia, com base nos seus consultores financeiros, conforme descrito na Política de *Hedge*.

Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais	2011	Período até 31 de dezembro de 2012		
	Cenário Base SELIC 11,00%	Cenário Provável SELIC 9,50%	Cenário Possível SELIC 11,875%	Cenário Remoto SELIC 14,25%
<b>Ativos</b>				
Equivalentes de Caixa - Aplicações Financeiras (nota 5)	1.148.270	1.257.356	1.284.627	1.311.898
Títulos e Valores Mobiliários (nota 6)	170.239	186.412	190.455	194.498
<b>Passivos</b>	<b>1.318.509</b>	<b>1.443.768</b>	<b>1.475.082</b>	<b>1.506.396</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (nota 18)	(3.513.399)	(3.847.172)	(3.930.615)	(4.014.058)
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b>(2.194.890)</b>	<b>(2.403.404)</b>	<b>(2.455.533)</b>	<b>(2.507.662)</b>
<b>Efeito Líquido da Variação da SELIC</b>		<b>(208.514)</b>	<b>(260.643)</b>	<b>(312.772)</b>

## Risco de Liquidez

A Companhia administra o risco de liquidez acompanhando permanentemente e de forma conservadora o seu fluxo de caixa. A Cemig Geração e Transmissão utiliza de dois tipos de visão. A primeira, orçamentária, que projeta os saldos mensalmente, para cada uma das empresas, em um período de 12 meses e a segunda projeta os saldos diariamente para 180 dias.

Com o objetivo de manter a segurança do caixa, a Companhia estabelece um caixa mínimo para suas operações.

Em 31 de dezembro de 2011, a Cemig Geração e Transmissão apresentou um maior saldo de passivos circulantes em comparação aos ativos circulantes, no valor de R\$3.186.351. Essa situação decorre basicamente de dívidas registradas no curto prazo, cuja parcela representativa está sendo quitada no 1º trimestre de 2012 através de recursos próprios gerados no período e também através da utilização dos recursos captados através da emissão de debêntures em 09 de março de 2012, no montante de R\$1.350.000, com vencimentos acima de 7 anos, vide informações adicionais na Nota Explicativa nº 35 das Demonstrações Contábeis.

Na gestão das aplicações, a Companhia busca obter rentabilidade nas operações a partir de uma rígida análise de crédito bancário, concedendo limites operacionais aos bancos com base em avaliações que levam em conta ratings, exposições e patrimônio. Busca também retorno trabalhando no alongamento de prazos das aplicações, sempre com base na premissa principal, o controle da liquidez.

A Companhia aplica até 20% de seus recursos em fundo de investimento exclusivo de crédito privado, sem riscos de mercado. O restante é aplicado diretamente em CDB's ou operações compromissadas remuneradas pela taxa CDI.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos e debêntures, pós-fixadas, podem ser observadas na tabela abaixo:

	2011					
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>Instrumentos Financeiros à taxa de Juros Pós-fixadas</b>						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	440.294	566.544	1.843.617	2.113.323	123.224	5.087.002
Concessões a pagar	167	499	6.553	45.303	78.568	131.091
	<b>480.461</b>	<b>567.043</b>	<b>1.850.170</b>	<b>2.158.626</b>	<b>201.792</b>	<b>5.218.093</b>

### Risco de Crédito

O risco decorrente da possibilidade da Companhia vier a incorrer em perdas, advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes, é considerado baixo. A Companhia faz um acompanhamento buscando reduzir a inadimplência, de forma individual, junto aos seus consumidores. Também são estabelecidas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

A provisão para devedores duvidosos constituída em 2011, considerada como adequada em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$4.629.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade da Companhia vier a incorrer em perdas advindas da decretação de insolvência de Instituição Financeira em que mantenha depósitos, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004 onde cada instituição é analisada segundo critérios de liquidez corrente, grau de alavancagem, grau de inadimplência, rentabilidade e custos além de análise de três agências de classificação de riscos financeiros. As instituições recebem limites máximos de alocação de recursos que são revisados periodicamente ou sob qualquer alteração nos cenários macroeconômicos da economia brasileira.

A Cemig Geração e Transmissão administra o risco de contraparte de instituições financeiras com base em uma política interna aprovada pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros da Companhia.

Esta Política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da Tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, sempre atrelados ao CDI. A Companhia não realiza operações que incorporem risco de volatilidade em suas Demonstrações Contábeis.

Como instrumento de gestão, a Cemig divide a aplicação de seus recursos em compras diretas de papéis (carteira própria) e em dois fundos de investimentos, que possuem aproximadamente 20% da carteira total. Os fundos de investimentos aplicam os recursos exclusivamente em produtos de renda fixa, tendo como cotistas apenas empresas do grupo. Eles obedecem à mesma política adotada nas aplicações em carteira própria.

As premissas mínimas para a concessão de crédito às instituições financeiras se concentram em três itens:

1. Rating de duas agências de riscos;
2. Patrimônio Líquido mínimo superior a R\$400 milhões;
3. Índice de Basiléia superior a 12.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, conforme o valor do seu Patrimônio. A partir desta classificação, são estabelecidos limites de concentração por grupo e por instituição:

Grupo	Patrimônio Líquido	Concentração	Limite por Banco (% do PL)**
A1	Superior a R\$3,5 bilhões	Mínima de 80%	7,0%
A2	Entre R\$1,0 bilhão e R\$3,5 bilhões	Máxima de 20%	Entre 2,8% e 7,0%
B	Entre R\$400 milhões e R\$1,0 bilhão	Máxima de 20%	Entre 1,6% e 4,2%

\*\* o percentual concedido a cada banco dependerá de uma avaliação individual de indicadores como liquidez, qualidade da carteira de crédito, entre outros.

Além destes pontos, a Cemig estabelece também, dois limites de concentração:

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do Grupo;
2. Nenhum banco poderá ter mais do que 50% da carteira de uma Empresa.

### Risco quanto à Escassez de Energia

A Energia vendida é, substancialmente, gerada por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das Usinas, comprometendo a recuperação do volume destes e acarretar perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

### Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas

A Companhia possui Contratos de Empréstimos e Financiamentos, com Cláusulas Restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. O não atendimento dessas cláusulas poderia implicar no vencimento antecipado das dívidas. Duas das cláusulas restritivas não foram atendidas em 2011. Vide Nota Explicativa nº 18 das Demonstrações Contábeis.

## Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessões para exploração dos serviços de Geração e Transmissão de energia elétrica com a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou mesmo renovados mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia (“concessão onerosa”) ou estabelecimento de um preço teto, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

É esperada para 2012 uma definição pelo Governo Federal dos critérios para a renovação das concessões, quando então será possível determinar o impacto desses critérios nos resultados da Companhia.

A Companhia não foi impactada negativamente, de forma significativa, em função de ocorrências relacionadas aos riscos descritos acima.

### b) Administração de Capital

A dívida da Companhia para a relação ajustada no capital ao final do exercício é apresentada a seguir:

	2011	2010
Total do Passivo	6.933.199	7.380.090
Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.1.150.309)	(1.402.213)
Títulos e Valores Mobiliários	(170.239)	(319.277)
<b>Passivo Líquido</b>	<b>5.612.651</b>	<b>5.658.600</b>
Total do Patrimônio Líquido	5.383.054	5.069.355
Valores acumulados no Patrimônio Líquido referente a hedge de fluxos de caixa	(703)	(1.393)
<b>Capital Ajustado</b>	<b>5.387.351</b>	<b>5.067.962</b>
<b>Relação Passivo Líquido sobre Capital Ajustado em 31 de dezembro</b>	<b>1,04</b>	<b>1,12</b>

## 30. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

A Companhia adota a mensuração a valor justo de seus ativos e passivos financeiros. Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três grandes níveis, como segue:

- **Nível 1. Mercado Ativo: Preço Cotado** – Um instrumento financeiro é considerado como cotado em mercado ativo se os preços cotados forem pronta e regularmente disponibilizados por bolsa ou mercado de balcão organizado, por operadores, por corretores, ou por associação de mercado, por entidades que tenham como objetivo divulgar preços por agências reguladoras, e se esses preços representarem transações de mercado que ocorrem regularmente entre partes independentes, sem favorecimento.

- **Nível 2. Sem Mercado Ativo: Técnica de Avaliação** – Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação/apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.
- **Nível 3. Sem Mercado Ativo: Título Patrimonial** – Valor justo de investimentos em títulos patrimoniais que não tenham preços de mercado cotados em mercado ativo e de derivativos que estejam a eles vinculados e que devam ser liquidados pela entrega de títulos patrimoniais não cotados.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

Descrição	Saldo em 31 de dezembro de 2011	Valor justo em 31 de dezembro de 2011		
		Mercado Ativo – Preço Cotado (Nível 1)	Sem Mercado Ativo – Técnica de Avaliação (Nível 2)	Sem Mercado Ativo – Título Patrimonial (Nível 3)
<b>Ativos</b>				
Caixa e Depósitos Bancários	2.039	-	2.039	-
<b>Equivalentes de Caixa – Aplicações Financeiras</b>				
Certificados de Depósitos Bancários	976.474	-	976.474	-
Letras Financeiras do Tesouro (LFTs)	33.702	33.702	-	-
Letras do Tesouro Nacional (NTFs)	6.551	6.551	-	-
Letras Financeiras - Bancos	97.959	-	97.959	-
Outros	33.584	-	33.584	-
	<b>1.148.270</b>	<b>40.253</b>	<b>1.108.017</b>	-
<b>Títulos e Valores Mobiliários</b>	170.239	-	170.239	-

#### *Metodologia de cálculo do valor justo*

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras foi elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

## **31. SEGUROS**

A Companhia mantém apólices de seguro visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, por orientação de especialistas, conforme relação a seguir, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de

Demonstrações Contábeis, conseqüentemente não foram examinadas pelos auditores independentes.

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada	Prêmio Anual
Aeronáutico – Aeronaves ( Asa Fixa)	Casco	29/04/2011 a 29/04/2012	US\$3.700	US\$13
Aeronáutico – Aeronaves ( Asa Fixa)	Responsabilidade Civil	29/04/2011 a 29/04/2012	US\$10.000	
Aeronáutico – Aeronaves (Asa Móvel)	Casco	24/08/2011 a 29/04/2012	US\$4.265	US\$73
Aeronáutico – Aeronaves (Asa Móvel)	Responsabilidade Civil	24/08/2011 a 29/04/2012	US\$10.000	
Almoxarifados, Instalações prediais e Equipamentos de telecomunicações	Incêndio	08/11/2011 a 08/11/2012	R\$297.489	R\$83
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência	Total (*)	07/12/2011 a 07/12/2012	R\$1.199.980	R\$1.736

( \* ) O limite máximo de indenização (LMI) é de R\$170 milhões.

A Cemig Geração e Transmissão, com exceção do aeronáutico, não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios, não tendo sido apuradas perdas históricas significativas em função dos riscos acima mencionados.

### 32. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos que incluem a amortização de empréstimos e financiamentos, contratos com empreiteiros para a construção de novos empreendimentos e outros, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em Diante	Total
Empréstimos e Financiamentos	2.850.455	927.163	732.955	443.746	9.459	123.224	5.087.002
Dívida com Plano de Pensão-FORLUZ	17.048	10.985	11.644	12.342	13.083	126.680	191.782
Compra de Energia	653.516	961.424	1.225.892	911.632	865.145	19.661.253	24.278.862
	<b>3.521.019</b>	<b>1.899.572</b>	<b>1.970.491</b>	<b>1.367.720</b>	<b>887.687</b>	<b>19.911.157</b>	<b>29.557.646</b>

### 33. REVISÃO TARIFÁRIA DE TRANSMISSÃO

Em 8 de junho de 2010, a ANEEL homologou o resultado da Segunda Revisão Tarifária da Transmissão da Companhia, que fixou o reposicionamento da Receita Anual Permitida (RAP) em menos 15,88%, retroativo a junho de 2009. Dessa forma, foi apurado um ressarcimento de R\$75.568 aos usuários do Sistema de Transmissão durante o Ciclo Tarifário de julho de 2010 a julho de 2011.

## 34. DEMONSTRAÇÕES SEGREGADAS POR ATIVIDADE

EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011

(Em milhares de Reais)

Os segmentos operacionais da Cemig Geração e Transmissão refletem o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, com diferentes legislações para os setores de geração e transmissão.

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.

DESCRIÇÃO	Geração	Transmissão	Total
<b>ATIVO</b>	<b>8.272.490</b>	<b>4.043.763</b>	<b>12.316.253</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.459.448</b>	<b>388.422</b>	<b>3.847.870</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(582.600)	-	(582.600)
Encargo de Uso do Sist. de Transmissão	(252.271)	(186)	(252.457)
	(834.871)	(186)	(835.057)
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO</b>			
Pessoal	(171.853)	(103.136)	(274.989)
Participação dos Empregados	(35.000)	(17.082)	(52.082)
Obrigação Pós Emprego	(18.671)	(9.113)	(27.784)
Material	(10.409)	(5.152)	(15.561)
Serviços de Terceiros	(104.299)	(36.432)	(140.731)
Depreciação e Amortização	(340.214)	(41.302)	(381.516)
Provisões	(9.628)	(4.699)	(14.327)
Compensação Financeira pela Util. Recursos Hidricos	(146.345)	-	(146.345)
Outras	(55.213)	(22.399)	(77.614)
	(891.632)	(239.315)	(1.130.947)
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>(1.726.503)</b>	<b>(239.501)</b>	<b>(1.966.004)</b>
<b>Resultado Operac. antes do Res. de Equiv. Patrim. e Financeiro</b>	<b>1.732.945</b>	<b>148.921</b>	<b>1.881.866</b>
<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>	<b>(8.566)</b>	<b>290.271</b>	<b>281.705</b>
Receitas Financeiras	159.481	75.054	234.535
Despesas Financeiras	(426.796)	(344.232)	(771.028)
<b>Resultado antes do IR e CSLL</b>	<b>1.457.064</b>	<b>170.014</b>	<b>1.627.078</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(417.207)	(21.470)	(438.677)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	55.302	6.722	62.024
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	<b>1.095.159</b>	<b>155.266</b>	<b>1.250.425</b>

**EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010**

(Em milhares de Reais)

DESCRIÇÃO	Geração	Transmissão	Total
<b>ATIVO</b>	<b>8.506.054</b>	<b>4.043.763</b>	<b>14.665.324</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.042.852</b>	<b>289.863</b>	<b>3.332.715</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(370.019)	-	(370.019)
Encargo de Uso do Sist. de Transmissão	(258.237)	(167)	(258.404)
	(628.255)	(167)	(628.423)
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO</b>			
Pessoal	(180.993)	(106.765)	(287.758)
Participação dos Empregados	(49.146)	(23.988)	(73.134)
Obrigação Pós Emprego	(15.922)	(7.772)	(23.694)
Material	(12.946)	(5.736)	(18.682)
Serviços de Terceiros	(101.419)	(32.249)	(133.668)
Depreciação e Amortização	(365.271)	(41.082)	(406.353)
Provisões	5.051	2.466	7.517
Compensação Financeira pela Util. Recursos Hidricos	(135.409)	-	(135.409)
Outras	(52.559)	(21.107)	(73.666)
	(908.614)	(236.233)	(1.144.847)
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>(1.536.870)</b>	<b>(236.400)</b>	<b>(1.773.270)</b>
<b>Resultado Operac. antes do Res. de Equiv. Patrim. e Financeiro</b>	<b>1.505.982</b>	<b>53.463</b>	<b>1.559.445</b>
<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>	<b>(26.203)</b>	<b>235.696</b>	<b>209.493</b>
Receita Financeira	204.854	90.134	294.988
Despesa Financeira	(415.835)	(292.840)	(708.675)
Resultado antes do IR e CSLL	1.268.798	86.453	1.355.251
Imposto de Renda e Contribuição Social	(390.515)	3.342	(387.173)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	59.558	18.722	78.280
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	<b>937.841</b>	<b>108.517</b>	<b>1.046.358</b>

## 35. EVENTOS SUBSEQUENTES

### a) Emissão de Debêntures da Cemig Geração e Transmissão

Em março de 2012, a Cemig Geração e Transmissão concluiu a 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples por meio da qual foram emitidas 1.350.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, com valor nominal unitário de R\$1 na data de emissão, qual seja, 15 de fevereiro de 2012, totalizando R\$1.350.000. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao resgate integral das notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia emitidas em 13 de janeiro de 2012, pelo seu valor nominal total de R\$1.000.000, acrescido de juros remuneratórios, e ao reforço do capital de giro da Companhia. Foram emitidas 480.000 debêntures da primeira série, 200.000 debêntures da segunda série e 670.000 debêntures da terceira série, com prazo de vencimento de 5 anos, 7 anos e 10 anos a contar da data de emissão, respectivamente. As debêntures da primeira série farão jus a juros remuneratórios de CDI + 0,90%, e as debêntures da segunda e da terceira séries terão seu valor nominal unitário atualizado pelo IPCA-IBGE e farão jus a juros remuneratórios correspondentes a 6,00% ao ano e 6,20% ao ano, respectivamente. A 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples conta com o aval da sua controladora, a Cemig.

### b) Revisão de Vida Útil

Em 07 de fevereiro de 2012, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 474, estabeleceu as novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico com base na revisão da vida útil dos ativos. A aplicação das novas taxas será a partir de 01 de janeiro de 2012. A Companhia está em processo de avaliação quanto aos impactos decorrentes dessa alteração em seus Ativos Financeiros e Intangíveis.

\*\*\*\*\*

**Djalma Bastos de Moraes**  
Diretor-Presidente

**Arlindo Porto Neto**  
Diretor Vice-Presidente

**Luiz Fernando Rolla**  
Diretor de Finanças e, Relações com  
Investidores

**Frederico Pacheco de Medeiros**  
Diretor de Gestão Empresarial

**Fuad Jorge Noman Filho**  
Diretor de Gás

**José Raimundo Dias Fonseca**  
Diretor Comercial

**Luiz Henrique de Castro Carvalho**  
Diretor de Geração e Transmissão

**Fernando Henrique Schüffner Neto**  
Diretor de Desenvolvimento de  
Negócios e Controle Empresarial das  
Controladas

**José Carlos de Mattos**  
Diretor

**Luiz Henrique Michalick**  
Diretor de Relações Institucionais e  
Comunicação

**Maria Celeste Moraes Guimarães**  
Diretora Jurídica

**Leonardo George de Magalhães**  
Superintendente de Controladoria  
CRC-MG 53.140

**Mário Lúcio Braga**  
Gerente de Contabilidade  
Contador – CRC-MG-47.822