

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	8
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	9

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010	11
DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009	12
DMPL - 01/01/2008 à 01/01/2009	13
Demonstração de Valor Adicionado	14

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	16
Balanço Patrimonial Passivo	18
Demonstração do Resultado	21
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	23

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010	26
DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009	27
DMPL - 01/01/2008 à 01/01/2009	28
Demonstração de Valor Adicionado	29

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho	31
Notas Explicativas	86
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes	320

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente -	323
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	325
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	326
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	327

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2010
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	905.023.527
Preferenciais	227.333.563
Total	1.132.357.090
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	26/02/2010	Ordinária		2,85794
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	26/02/2010	Preferencial	Preferencial Classe A	3,63383
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	26/02/2010	Preferencial	Preferencial Classe B	0,04588
Assembleia Geral Ordinária	30/04/2010	Juros sobre Capital Próprio	18/05/2010	Ordinária		0,42255
Assembleia Geral Ordinária	30/04/2010	Juros sobre Capital Próprio	18/05/2010	Preferencial	Preferencial Classe A	2,24243
Assembleia Geral Ordinária	30/04/2010	Juros sobre Capital Próprio	18/05/2010	Preferencial	Preferencial Classe B	1,68182

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
1	Ativo Total	105.663.349	105.141.213	101.887.696
1.01	Ativo Circulante	20.839.354	20.259.410	14.715.909
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	7.656.920	6.918.259	3.465.625
1.01.01.01	Caixa	5.598.702	5.576.540	2.731.239
1.01.01.02	Caixa Restrito	2.058.218	1.341.719	734.386
1.01.02	Aplicações Financeiras	5.811.767	6.919.179	6.638.802
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	5.811.767	6.919.179	6.638.802
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	5.811.767	6.919.179	6.638.802
1.01.03	Contas a Receber	428.633	84.665	39.531
1.01.03.01	Clientes	428.633	84.665	39.531
1.01.04	Estoques	607	1.960	1.879
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	6.941.427	6.335.347	4.570.072
1.01.08.03	Outros	6.941.427	6.335.347	4.570.072
1.01.08.03.01	Empréstimo e Financiamentos	2.644.139	3.539.436	2.697.114
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	1.428.256	375.558	573.993
1.01.08.03.03	Remuneração dos investimentos	684.073	567.821	512.397
1.01.08.03.04	Devedores diversos	173.255	382.315	171.165
1.01.08.03.05	Ativos diferidos	1.370.133	1.081.667	146.107
1.01.08.03.06	Ativo financeiro de Itaipu	413.423	267.408	388.414
1.01.08.03.07	Diversos	228.148	121.142	80.882
1.02	Ativo Não Circulante	84.823.995	84.881.803	87.171.787
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	32.636.163	42.117.852	46.692.161
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	761.750	682.624	613.374
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	761.750	682.624	613.374
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.835.272	1.892.008	1.348.168
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.835.272	1.892.008	1.348.168
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	30.039.141	39.543.220	44.730.619
1.02.01.09.03	Ativo financeiro de Itaipu	824.574	874.420	2.061.683

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	22.117.783	25.177.898	39.537.157
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	562.665	489.890	407.304
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	785.327	1.074.402	572.279
1.02.01.09.07	Adiantamento para participação societária	5.548.884	11.784.618	2.078.679
1.02.01.09.08	Diversos	199.908	141.992	73.517
1.02.02	Investimentos	52.035.980	42.681.197	40.400.426
1.02.02.01	Participações Societárias	52.035.980	42.681.197	40.400.426
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	6.121.064	5.993.485	4.511.363
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	47.811.843	38.012.771	36.557.499
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	-1.896.927	-1.325.059	-668.436
1.02.03	Imobilizado	101.849	30.899	25.494
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	100.181	30.899	25.494
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	1.668	0	0
1.02.04	Intangível	50.003	51.855	53.706
1.02.04.01	Intangíveis	50.003	51.855	53.706
1.02.04.01.02	Outros	50.003	51.855	53.706

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2	Passivo Total	105.663.349	105.141.213	101.887.696
2.01	Passivo Circulante	7.902.864	5.694.433	3.619.312
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	28.983	9.448	67.835
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	28.983	9.448	67.835
2.01.02	Fornecedores	365.965	307.009	230.362
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	365.965	307.009	230.362
2.01.03	Obrigações Fiscais	76.680	15.967	91.608
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	76.680	15.967	91.608
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	76.680	15.967	91.608
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	275.907	230.045	192.182
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	275.907	230.045	192.182
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	275.907	230.045	192.182
2.01.05	Outras Obrigações	7.155.329	5.131.964	3.037.325
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	92.770	76.036	72.236
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	92.770	76.036	72.236
2.01.05.02	Outros	7.062.559	5.055.928	2.965.089
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	2.969.269	2.785.012	1.284.987
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	370.755	370.755	371.399
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	16.191	12.941	85.205
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	302.100	24.108	15.381
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	2.579.546	923.535	649.341
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	759.214	857.001	479.868
2.01.05.02.08	Diversos	65.484	82.576	78.908
2.02	Passivo Não Circulante	27.456.370	30.200.272	21.079.993
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	13.429.818	12.528.895	11.159.700
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	13.429.818	12.528.895	11.159.700
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	8.159.038	7.656.946	7.193.770
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	5.270.780	4.871.949	3.965.930

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2.02.02	Outras Obrigações	12.534.158	14.070.416	5.439.711
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	250.485	311.306	403.429
2.02.02.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	250.485	311.306	403.429
2.02.02.02	Outros	12.283.673	13.759.110	5.036.282
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	5.173.856	4.712.825	4.287.353
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	141.425	127.358	129.866
2.02.02.02.04	Remuneração aos acionistas	5.601.077	7.697.579	0
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível	785.327	908.832	572.279
2.02.02.02.06	Previdência complementar	30.617	101.472	0
2.02.02.02.07	Diversos	551.371	211.044	46.784
2.02.03	Tributos Diferidos	0	70.266	1.189.202
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	70.266	1.189.202
2.02.04	Provisões	1.492.394	3.530.695	3.291.380
2.02.04.02	Outras Provisões	1.492.394	3.530.695	3.291.380
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	1.290.567	1.317.575	1.416.818
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	201.827	2.213.120	1.874.562
2.03	Patrimônio Líquido	70.304.115	69.246.508	77.188.391
2.03.01	Capital Social Realizado	26.156.567	26.156.567	26.156.567
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.343	26.048.343	26.048.343
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.528	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.506	3.405.506
2.03.04	Reservas de Lucros	17.558.052	19.380.424	29.158.744
2.03.04.01	Reserva Legal	2.046.389	2.046.389	2.037.862
2.03.04.02	Reserva Estatutária	15.140.908	16.964.157	17.038.712
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	0	0	487.476
2.03.04.06	Reserva Especial para Dividendos Não Distribuídos	0	0	9.336.858
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	370.755	370.755	257.836

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2.03.04.09	Ações em Tesouraria	0	-877	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	-3.345.744	-4.086.684
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	163.335	179.427	196.906
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	377.818	827.491	-285.485

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.040.641	1.014.849	0
3.01.01	Geração	2.040.641	1.014.849	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-133.204	-43.159	0
3.02.01	Pasep/Cofins	-133.204	-43.159	0
3.03	Resultado Bruto	1.907.437	971.690	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-1.287.620	43.912	0
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-3.465.266	-3.650.384	0
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-472.332	-434.499	0
3.04.02.02	Participação de administradores e empregados no resultado	-35.031	-27.000	0
3.04.02.03	Energia comprada para revenda	-1.960.532	-1.599.732	0
3.04.02.04	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-7.210	-6.075	0
3.04.02.05	Provisões operacionais	-730.269	-1.334.691	0
3.04.02.06	Doações e contribuições	-191.774	-183.045	0
3.04.02.07	Outras	-68.118	-65.342	0
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	2.177.646	3.694.296	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	619.817	1.015.602	0
3.06	Resultado Financeiro	1.833.384	-1.370.689	0
3.06.01	Receitas Financeiras	4.222.658	5.314.101	0
3.06.02	Despesas Financeiras	-2.389.274	-6.684.790	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	2.453.201	-355.087	0
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-205.288	1.266.554	0
3.08.01	Corrente	-149.381	932.493	0
3.08.02	Diferido	-55.907	334.061	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	2.247.913	911.467	0
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	2.247.913	911.467	0

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	4.219.294	1.284.706	0
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	2.687.559	2.043.070	0
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	2.453.201	-355.087	0
6.01.01.02	Depreciação e amortização	7.210	6.075	0
6.01.01.03	Variação Monetária/Variação Cambial	-275.152	4.442.707	0
6.01.01.04	Encargos financeiros	327.171	-1.927.925	0
6.01.01.05	Repasse Itaipu	-215.989	548.554	0
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-2.177.646	-3.694.296	0
6.01.01.08	Provisões operacionais	207.308	1.072.640	0
6.01.01.09	Prov.prev.complem-Benefício pós empregoa - Aval Atuarial	-70.855	68.623	0
6.01.01.10	Ajuste a valor presente - Avaliação Atuarial/Leasing	-36.532	0	0
6.01.01.11	Encargos de reserva global de reversão	328.925	310.998	0
6.01.01.12	Encargos sobre recursos de acionistas	1.263.501	1.422.982	0
6.01.01.15	Outras	876.417	147.799	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	1.319.610	-29.734	0
6.01.02.01	Caixa restrito	-716.499	-607.333	0
6.01.02.02	Consumidores e revendedores	-319.323	98.382	0
6.01.02.03	Títulos e valores mobiliários	1.107.412	-280.377	0
6.01.02.04	Conta de consumo de combustível	-1.052.698	198.435	0
6.01.02.05	Ativos fiscais diferidos	426.416	215.205	0
6.01.02.06	Direito de ressarcimento	0	238.528	0
6.01.02.07	Devedores diversos	209.060	-211.150	0
6.01.02.09	Ativo financeiro de Itaipu	-146.015	0	0
6.01.02.10	Empréstimo compulsório	3.250	-72.264	0
6.01.02.11	Fornecedores	58.956	-166.164	0
6.01.02.12	Adiantamento de clientes	277.992	8.727	0
6.01.02.13	Tributos e contribuições sociais	114.729	0	0
6.01.02.14	Conta de consumo de combustível	1.656.011	274.194	0

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
6.01.02.17	Obrigações estimadas	19.535	-58.387	0
6.01.02.18	Obrigações de ressarcimento	-97.787	340.701	0
6.01.02.20	Diversos	-221.429	-8.231	0
6.01.03	Outros	212.125	-728.630	0
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-319.609	-78.062	0
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-864.871	-741.256	0
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	1.741.418	542.569	0
6.01.03.04	Pagamento e IR e CSSL	-292.857	-450.649	0
6.01.03.05	Depósitos judiciais	-51.956	-1.232	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-2.707.088	-22.044	0
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-2.338.198	-2.125.820	0
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	3.912.725	1.846.586	0
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-74.566	-83.320	0
6.02.06	Aquisição/aporte de cap.em participação societária	-67.241	-523.681	0
6.02.07	Concessão de adto para futuro aumento de capital	-5.596.121	-595.274	0
6.02.08	Receb. de rem. de investimento em participação societária	1.456.313	1.459.495	0
6.02.09	Outros	0	-30	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.490.044	1.582.639	0
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	866.812	2.241.945	0
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-287.820	-221.247	0
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-3.118.071	-1.102.644	0
6.03.05	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	1.049.035	896.445	0
6.03.06	Diversos	0	-231.860	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	22.162	2.845.301	0
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	5.576.540	2.731.239	0
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	5.598.702	5.576.540	0

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-1.951.988	354.671	69.246.505
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-1.951.988	354.671	69.246.505
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-343.755	0	0	-343.755
5.04.08	Aprovação dividendos adicionais pela AGO	0	0	-343.755	0	0	-343.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	2.247.913	-449.674	1.798.239
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	2.247.913	0	2.247.913
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-449.674	-449.674
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	104.740	104.740
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	-538.438	-538.438
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-4.453	-4.453
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	36.498	36.498
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros Result. Abrangentes	0	0	0	0	-48.021	-48.021
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.438.514	2.041.640	0	-396.874
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-2.438.514	2.041.640	0	-396.874
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.047.463	15.857.523	2.337.565	-95.003	70.304.115

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.048.342	29.158.744	-3.889.778	-285.485	77.188.390
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.048.342	29.158.744	-3.889.778	-285.485	77.188.390
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	-879	-10.336.203	370.754	0	-9.966.328
5.04.05	Ações em Tesouraria Vendidas	0	-879	0	0	0	-879
5.04.06	Dividendos	0	0	-628.590	370.754	0	-257.836
5.04.08	Encargos financeiros - Decreto 2.673/98	0	0	926.581	0	0	926.581
5.04.09	Reversão para pagamento de divid. obrigatório não distrib.	0	0	-10.263.439	0	0	-10.263.439
5.04.10	Aprovação de dividendo adicional pela AGO	0	0	-370.755	0	0	-370.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	911.467	1.112.976	2.024.443
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	911.467	0	911.467
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	1.112.976	1.112.976
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	206.662	206.662
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	1.002.466	1.002.466
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-29.790	-29.790
5.05.02.06	Ajuste benefício pós emprego	0	0	0	0	5.914	5.914
5.05.02.07	IR/CS diferido sobre outros result. abrangentes	0	0	0	0	-72.276	-72.276
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-182.749	182.749	0	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	379.281	-379.281	0	0
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-562.030	562.030	0	0
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-2.424.808	827.491	69.246.505

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2008 à 01/01/2009

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	0	0	0	0	0	0
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	0	0	0	0	0	0

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
7.01	Receitas	2.040.641	1.014.849	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.040.641	1.014.849	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.143.207	-1.762.666	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-182.675	-162.934	0
7.02.04	Outros	-1.960.532	-1.599.732	0
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-1.960.532	-1.599.732	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	-102.566	-747.817	0
7.04	Retenções	-737.479	-1.340.766	0
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-7.210	-6.075	0
7.04.02	Outras	-730.269	-1.334.691	0
7.04.02.01	Provisões Operacionais	-730.269	-1.334.691	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-840.045	-2.088.583	0
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	6.400.304	9.008.397	0
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	2.177.646	3.694.296	0
7.06.02	Receitas Financeiras	4.222.658	5.314.101	0
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	5.560.259	6.919.814	0
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	5.560.259	6.919.814	0
7.08.01	Pessoal	392.807	363.907	0
7.08.01.04	Outros	392.807	363.907	0
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	322.091	277.482	0
7.08.01.04.02	Participação de empregados nos lucros	35.032	27.000	0
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	35.684	59.425	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	338.492	-1.223.395	0
7.08.02.01	Federais	338.492	-1.223.395	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	2.581.047	6.867.835	0
7.08.03.01	Juros	2.389.274	6.684.790	0
7.08.03.03	Outras	191.773	183.045	0
7.08.03.03.01	Doações e contrtribuições	191.773	183.045	0

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	2.247.913	911.467	0
7.08.04.02	Dividendos	370.755	370.755	0
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.877.158	540.712	0

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
1	Ativo Total	146.901.002	137.708.376	134.306.444
1.01	Ativo Circulante	32.805.947	28.801.227	23.022.563
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	11.278.387	9.959.013	6.261.854
1.01.01.01	Caixa	9.220.169	8.617.294	5.527.468
1.01.01.02	Caixa restrito	2.058.218	1.341.719	734.386
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.774.073	7.662.640	7.439.509
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.774.073	7.662.640	7.439.509
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.774.073	7.662.640	7.439.509
1.01.03	Contas a Receber	4.016.006	3.102.079	3.118.394
1.01.03.01	Clientes	4.016.006	3.102.079	3.118.394
1.01.04	Estoques	676.609	675.104	595.911
1.01.07	Despesas Antecipadas	40.418	58.765	45.278
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	10.020.454	7.343.626	5.561.617
1.01.08.03	Outros	10.020.454	7.343.626	5.561.617
1.01.08.03.01	Empréstimos e Financiamentos	1.359.269	1.926.193	1.499.420
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	3.041.484	877.833	550.894
1.01.08.03.03	Remuneração dos Investimentos	178.604	78.726	61.951
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	324.451	221.519	527.809
1.01.08.03.05	Devedores diversos	478.367	602.731	373.070
1.01.08.03.06	Ativos diferidos	1.825.905	1.326.933	509.883
1.01.08.03.07	Ativo financeiro de Itaipu	997.015	854.656	1.100.155
1.01.08.03.08	Ativos financeiros d econtratos de concessão	726.507	715.720	522.851
1.01.08.03.09	Instrumentos financeiros	283.220	227.540	52.640
1.01.08.03.10	Diversos	805.632	511.775	362.944
1.02	Ativo Não Circulante	114.095.055	108.907.149	111.283.881
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	60.423.937	59.996.755	67.630.486
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	769.905	687.188	618.473
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	769.905	687.188	618.473

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
1.02.01.03	Contas a Receber	1.470.216	1.431.080	1.874.062
1.02.01.03.01	Clientes	1.470.216	1.431.080	1.874.062
1.02.01.04	Estoques	799.556	755.434	720.294
1.02.01.04.01	Estoque de combustível nuclear	799.556	755.434	720.294
1.02.01.06	Tributos Diferidos	4.338.682	4.493.223	3.450.717
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	4.338.682	4.493.223	3.450.717
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	53.045.578	52.629.830	60.966.940
1.02.01.09.03	Ativo financeiro de contrato de concessão	24.995.626	22.352.102	20.821.244
1.02.01.09.04	Ativo dinanceiro de Itaipu	15.648.086	16.744.837	24.119.962
1.02.01.09.05	Financiamentos e empréstimos	8.300.171	9.839.828	13.405.178
1.02.01.09.06	Cauções e depósitos vinculados	1.750.678	1.521.317	991.957
1.02.01.09.07	Conta de consumode combustível	1.156.926	1.173.580	572.279
1.02.01.09.08	Adiantamento para participação societária	7.141	4.001	4.027
1.02.01.09.09	Instrumentos financeiros	297.020	228.020	40.050
1.02.01.09.10	Diversos	889.930	766.145	1.012.243
1.02.02	Investimentos	4.724.648	5.288.106	5.043.144
1.02.02.01	Participações Societárias	4.724.648	5.288.106	5.043.144
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.039.867	3.691.020	3.666.323
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.684.781	1.597.086	1.376.821
1.02.03	Imobilizado	46.682.498	41.597.605	36.495.657
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	36.374.979	34.798.451	31.384.859
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	10.307.519	6.799.154	5.110.798
1.02.04	Intangível	2.263.972	2.024.683	2.114.594
1.02.04.01	Intangíveis	2.263.972	2.024.683	2.114.594
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	932.509	991.879	1.328.055
1.02.04.01.02	Outros	1.331.463	1.032.804	786.539

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2	Passivo Total	146.901.002	137.708.376	134.306.444
2.01	Passivo Circulante	18.369.510	13.269.847	10.661.151
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	772.071	672.214	600.661
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	772.071	672.214	600.661
2.01.02	Fornecedores	5.165.765	3.079.614	2.504.293
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	5.165.765	3.079.614	2.504.293
2.01.03	Obrigações Fiscais	1.102.672	963.365	810.536
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	1.102.672	963.365	810.536
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.102.672	963.365	810.536
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.988.948	1.224.101	1.241.932
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	1.868.463	1.115.274	1.135.497
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.229.757	535.030	421.132
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	638.706	580.244	714.365
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	120.485	108.827	106.435
2.01.05	Outras Obrigações	9.082.474	7.077.845	5.200.277
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	92.770	76.036	72.236
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	92.770	76.036	72.236
2.01.05.02	Outros	8.989.704	7.001.809	5.128.041
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	3.053.765	2.843.695	1.316.049
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	370.755	370.755	371.399
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	16.925	13.675	85.946
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	341.462	63.400	53.159
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	2.579.546	923.535	667.626
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	759.214	857.001	479.868
2.01.05.02.08	Previdência complementar	330.828	351.149	510.197
2.01.05.02.09	Taxas regulamentares	584.240	589.433	695.247
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros	237.209	40.050	296.134
2.01.05.02.12	Diversos	715.760	949.116	652.416

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2.01.06	Provisões	257.580	252.708	303.452
2.01.06.02	Outras Provisões	257.580	252.708	303.452
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	257.580	252.708	303.452
2.02	Passivo Não Circulante	58.001.081	55.059.480	46.335.388
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	32.964.518	30.031.988	28.595.302
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	31.269.971	28.392.540	26.910.231
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	18.017.419	14.807.442	0
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	13.252.552	13.585.098	26.910.231
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	1.694.547	1.639.448	1.685.071
2.02.02	Outras Obrigações	19.541.657	19.901.359	11.232.080
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	250.485	311.306	403.429
2.02.02.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	250.485	311.306	403.429
2.02.02.02	Outros	19.291.172	19.590.053	10.828.651
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	5.173.856	4.712.825	4.287.353
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	141.425	127.358	129.866
2.02.02.02.04	Remuneração aos acionistas	5.601.077	7.697.579	0
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível	1.876.598	1.344.380	1.413.039
2.02.02.02.06	Previdência complementar	2.066.702	1.992.012	2.179.845
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	928.653	978.980	1.018.488
2.02.02.02.08	Concessões a pagar	834.215	761.131	656.249
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros	303.331	228.020	40.050
2.02.02.02.10	Outros	2.365.315	1.747.768	1.103.761
2.02.03	Tributos Diferidos	1.217.649	1.273.890	2.472.172
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.217.649	1.273.890	2.472.172
2.02.04	Provisões	3.901.289	3.528.917	3.769.666
2.02.04.02	Outras Provisões	3.901.289	3.528.917	3.769.666
2.02.04.02.04	Provisões contingências	3.901.289	3.528.917	3.769.666
2.02.05	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	375.968	323.326	266.168

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009
2.02.05.02	Passivos sobre Ativos de Operações Descontinuadas	375.968	323.326	266.168
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	70.530.411	69.379.049	77.309.905
2.03.01	Capital Social Realizado	26.156.567	26.156.567	26.156.567
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.343	26.048.343	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.506	3.405.506	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	17.558.052	19.380.422	29.158.744
2.03.04.01	Reserva Legal	2.046.389	2.046.388	2.037.862
2.03.04.02	Reserva Estatutária	15.140.908	16.963.279	17.038.712
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	0	0	487.476
2.03.04.06	Reserva Especial para Dividendos Não Distribuídos	0	0	9.336.858
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	370.755	370.755	257.836
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	-3.345.744	-3.937.174
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	163.335	179.427	196.906
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	377.818	132.543	-285.485
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	226.296	827.491	-27.995

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	29.814.652	25.831.183	0
3.01.01	Geração	18.346.426	15.912.295	0
3.01.02	Transmissão	6.315.620	5.076.519	0
3.01.03	Distribuição	5.152.606	4.842.369	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-4.265.905	-3.896.669	0
3.03	Resultado Bruto	25.548.747	21.934.514	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-21.137.374	-17.883.163	0
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-23.007.785	-20.660.586	0
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-7.370.713	-6.486.218	0
3.04.02.02	Participação de empregados e administradores nos resultados	-296.270	-284.534	0
3.04.02.03	Energia comprada para revenda	-4.315.084	-3.581.396	0
3.04.02.04	Combustível para produção de energia elétrica	-743.761	-756.285	0
3.04.02.05	Uso da rede elétrica	-1.353.839	-1.263.408	0
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	-1.087.341	-1.188.032	0
3.04.02.07	Construção	-2.953.484	-1.723.960	0
3.04.02.08	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-1.592.476	-1.624.246	0
3.04.02.09	Provisões operacionais	-1.529.549	-2.140.406	0
3.04.02.10	Resultado a compensar de Itaipu	-441.057	-669.675	0
3.04.02.11	Doações e contribuições	-261.006	-237.978	0
3.04.02.12	Outros	-1.063.205	-704.448	0
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	1.200.656	1.206.392	0
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	669.755	1.571.031	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	4.411.373	4.051.351	0
3.06	Resultado Financeiro	-364.123	-3.638.097	0
3.06.01	Receitas Financeiras	3.374.291	3.821.202	0
3.06.02	Despesas Financeiras	-3.738.414	-7.459.299	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	4.047.250	413.254	0
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-1.494.265	836.885	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
3.08.01	Corrente	-1.494.265	836.885	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	2.552.985	1.250.139	0
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	2.552.985	1.250.139	0
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	2.247.913	911.467	0
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	305.072	338.672	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	10.693.150	8.809.029	0
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	12.617.636	9.560.991	0
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	4.047.250	413.255	0
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.592.476	1.624.246	0
6.01.01.03	Variação Monetária/Variação Cambial	-387.617	3.662.620	0
6.01.01.04	Encargos financeiros	5.057.509	1.971.943	0
6.01.01.05	Repasse Itaipu	548.554	1.335.177	0
6.01.01.06	Receita de construção	-636.818	-440.915	0
6.01.01.07	Resultado de quivalência patrimonial	-601.165	-1.571.031	0
6.01.01.08	Provisões operacionais	1.155.226	378.152	0
6.01.01.09	Prov.prev.complem.-Benefício pós-emprego - Aval. Atuarial	-43.645	942.772	0
6.01.01.10	Ajuste a valor presente	314.518	244.955	0
6.01.01.11	Encargos de reserva global de reversão	395.756	380.439	0
6.01.01.12	Encargos sobre recursos de acionistas	1.298.647	1.468.710	0
6.01.01.13	Resultado a compensar de Itaipu	441.057	669.675	0
6.01.01.14	Atualizações da taxa de retorno - Transmissão	-501.058	-535.842	0
6.01.01.15	Outras	-63.054	-983.165	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	961.090	1.827.266	0
6.01.02.01	Caixa restrito	-716.499	-607.333	0
6.01.02.02	Consumidores e revendedores	-889.281	16.315	0
6.01.02.03	Títulos e valores mobiliários	888.568	-223.131	0
6.01.02.04	Conta de consumo de combustível	-2.163.651	-326.939	0
6.01.02.05	Ativos fiscais diferidos	215.910	840.102	0
6.01.02.06	Direito de ressarcimento	-102.932	306.290	0
6.01.02.07	Devedores diversos	124.364	-229.661	0
6.01.02.08	Ativo financeiro de contratos de concessão	-10.787	-192.869	0
6.01.02.09	Ativo financeiro de Itaipu	-142.359	245.499	0
6.01.02.10	Empréstimo compulsório	3.250	-72.271	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
6.01.02.11	Fornecedores	2.086.151	575.321	0
6.01.02.12	Adiantamento de clientes	278.062	10.241	0
6.01.02.13	Tributos e contribuições sociais	193.323	-898.824	0
6.01.02.14	Conta de consumo de combustível	1.656.011	274.194	0
6.01.02.15	Concessões (UBP)	247.786	5.314	0
6.01.02.16	Arrendamento mercantil	11.658	108.827	0
6.01.02.17	Obrigações estimadas	99.857	71.553	0
6.01.02.18	Obrigações de ressarcimento	-97.787	377.133	0
6.01.02.19	Instrumentos financeiros	141.479	-134.851	0
6.01.02.20	Diversos	-862.033	1.682.356	0
6.01.03	Outros	-2.885.576	-2.579.228	0
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.453.344	-1.104.469	0
6.01.03.02	Pagamento de enc.da Reserva global de reversão	-864.871	-788.445	0
6.01.03.03	Recebimento de encargos financeiros	468.975	574.508	0
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-890.205	-906.786	0
6.01.03.05	Depósitos judiciais	-146.131	-354.036	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-10.184.162	-4.238.266	0
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-142.291	-216.056	0
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos concedidos	-486.933	1.064.842	0
6.02.03	Créditos de energia renegociado recebidos	342.745	563.460	0
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-6.256.197	-5.262.299	0
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-359.219	-290.736	0
6.02.06	Aquisição de ativo financeiro-Transmissão/Distribuição	-266.146	737.675	0
6.02.07	Recebimento de remuneração de investimentos em participação societária	-628.455	-1.018.951	0
6.02.08	Concessão de adto. para futuro aumento de capital	-3.095.671	0	0
6.02.09	Recb.de rem. de inest. em part. societária	600.869	731.216	0
6.02.10	Outros	107.136	-547.417	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	93.887	-1.480.937	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtido a Longo prazo	3.829.260	1.672.331	0
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-1.202.294	-1.145.379	0
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-3.143.565	-1.390.796	0
6.03.04	Pagamento de refin.de imp.e cont. principal	-92.115	-97.480	0
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reserva global de reversão	1.049.035	896.445	0
6.03.06	Diversos	-346.434	-1.416.058	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	602.875	3.089.826	0
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	8.617.294	5.527.468	0
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	9.220.169	8.617.294	0

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-1.951.988	354.671	69.246.505	132.543	69.379.048
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-1.951.988	354.671	69.246.505	132.543	69.379.048
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-343.755	0	0	-343.755	-211.319	-555.074
5.04.08	Apovação dividendos adicionais pela AGO	0	0	-343.755	0	0	-343.755	-211.319	-555.074
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	2.247.913	-449.674	1.798.239	305.072	2.103.311
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	2.247.913	0	2.247.913	305.072	2.552.985
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-449.674	-449.674	0	-449.674
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	104.740	104.740	0	104.740
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Coligadas	0	0	0	0	-538.438	-538.438	0	-538.438
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-4.453	-4.453	0	-4.453
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	36.498	36.498	0	36.498
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros resut. Abrangentes	0	0	0	0	-48.021	-48.021	0	-48.021
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.438.514	2.041.640	0	-396.874	0	-396.874
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-2.438.514	2.041.640	0	-396.874	0	-396.874
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.047.463	15.857.523	2.337.565	-95.003	70.304.115	226.296	70.530.411

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.048.342	29.158.744	-3.889.778	-285.485	77.188.390	121.516	77.309.906
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.048.342	29.158.744	-3.889.778	-285.485	77.188.390	121.516	77.309.906
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	-879	-10.336.203	370.754	0	-9.966.328	-327.646	-10.293.974
5.04.01	Aumentos de Capital	0	-879	0	0	0	-879	0	-879
5.04.06	Dividendos	0	0	-628.590	370.754	0	-257.836	-327.646	-585.482
5.04.08	Encargos financeiros - Decreto 2673/98	0	0	926.581	0	0	926.581	0	926.581
5.04.09	Reversão para pagamento de divíd obrigatório não distrib.	0	0	-10.263.439	0	0	-10.263.439	0	-10.263.439
5.04.10	Aprovação de dividendo adicional pela AGO	0	0	-370.755	0	0	-370.755	0	-370.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	911.467	1.112.976	2.024.443	338.673	2.363.116
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	911.467	0	911.467	338.673	1.250.140
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	1.112.976	1.112.976	0	1.112.976
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	206.662	206.662	0	206.662
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Coligadas	0	0	0	0	1.002.466	1.002.466	0	529.646
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-29.790	-29.790	0	-29.790
5.05.02.06	Ajustre benefício pós emprego	0	0	0	0	5.914	5.914	0	5.914
5.05.02.07	IR/CS diferido sobre outros result.abrangentes	0	0	0	0	-72.276	-72.276	0	-72.276
5.05.02.08	Efeitos de adoção de novas práticas	0	0	0	0	0	0	0	472.820
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-182.749	182.749	0	0	0	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	379.281	-379.281	0	0	0	0
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-562.030	562.030	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.047.463	18.639.792	-2.424.808	827.491	69.246.505	132.543	69.379.048

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2008 à 01/01/2009**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	0	0	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	0	0	0	0	0	0	0	0
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	0	0	0	0	0	0	0	0

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
7.01	Receitas	31.015.307	27.037.574	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	29.814.652	25.831.183	0
7.01.02	Outras Receitas	1.200.655	1.206.391	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-15.997.740	-13.225.017	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-9.424.391	-7.569.873	0
7.02.04	Outros	-6.573.349	-5.655.144	0
7.02.04.01	Encargos setoriais	-1.514.504	-1.317.463	0
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-4.315.084	-3.581.396	0
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-743.761	-756.285	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	15.017.567	13.812.557	0
7.04	Retenções	-3.122.025	-3.764.652	0
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.592.476	-1.624.246	0
7.04.02	Outras	-1.529.549	-2.140.406	0
7.04.02.01	Provisões operacionais	-1.529.549	-2.140.406	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	11.895.542	10.047.905	0
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	4.044.046	5.392.233	0
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	669.755	1.571.031	0
7.06.02	Receitas Financeiras	3.374.291	3.821.202	0
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	15.939.588	15.440.138	0
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	15.939.588	15.440.138	0
7.08.01	Pessoal	5.141.517	4.750.400	0
7.08.01.04	Outros	5.141.517	4.750.400	0
7.08.01.04.01	Pessoal, Encargos e honorários	4.877.556	4.251.184	0
7.08.01.04.02	Participação de empregados nos lucros	296.270	284.534	0
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	-32.309	214.682	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	4.245.666	1.742.321	0
7.08.02.01	Federais	4.245.666	1.742.321	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	3.999.420	7.697.277	0

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 01/01/2009
7.08.03.01	Juros	3.738.414	7.459.299	0
7.08.03.03	Outras	261.006	237.978	0
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	261.006	237.978	0
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	2.552.985	1.250.140	0
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	0	370.755	0
7.08.04.02	Dividendos	370.755	0	0
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.877.158	338.673	0
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	305.072	540.712	0

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



Eletrobras

Relatório da Administração 2010



Pacto Global
Rede Brasileira



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

1 – MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

2 – CENÁRIO ECONÔMICO

3 – GOVERNANÇA CORPORATIVA

4 – GESTÃO ESTRATÉGICA

4.1 - Planejamento Estratégico

4.1.1 - Programa de Ações Estratégicas do Sistema Eletrobras (PAE – 2009-2012)

4.2 - Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020

4.3 - Plano de Transformação do Sistema Eletrobras (PTSE)

5 – GESTÃO CORPORATIVA

5.1. Gestão e Desempenho Empresarial

5.2. Gestão da Sustentabilidade Empresarial

6 – NOSSOS NEGÓCIOS

6.1 – Estrutura Societária por Segmento de Negócios

6.2 – Geração, Transmissão e Distribuição

6.3 – Distribuição - Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica

6.3.1 – Revisão Tarifária

6.3.2 – Comercialização de Energia Elétrica

6.3.3 – Controle de Perdas

6.3.4 – DEC/FEC

6.3.5 – Inadimplência

6.3.6 – Atendimento aos Clientes

6.3.7 – Fornecimento por Classe de Consumo

6.3.8 – Participação Acionária

7 – O MERCADO DE ENERGIA DO SISTEMA ELETROBRAS

7.1 – Expansão na Geração

7.2 – Expansão na Transmissão

7.3 – Leilão de Linhas de Transmissão

7.4 – Interligações Fronteiriças

7.5 – Comercialização de Energia Elétrica

8 – ATIVIDADES INTERNACIONAIS

8.1. Orientação Estratégica e Foco das Atividades

9 – INVESTIMENTOS

9.1 – Recursos Ordinários

10 – GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10.1 – Lucro Líquido Consolidado (Eletrobras e Subsidiárias)

10.2 – Receita Operacional

10.3 – Custos e Despesas Operacionais

10.4 – Faturamento por Segmento de Negócio

10.5 – Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado

10.6 – Resultado Primário

11 – CAPTAÇÃO DE RECURSOS

12 – VALOR ADICIONADO CONSOLIDADO

13 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

14 – AUDITORES INDEPENDENTES

15 – MERCADO DE CAPITALIS

15.1 – Base Acionária

15.2 – Remuneração aos Acionistas

15.3 – Análise das Ações da Eletrobras

15.4 – Valor de Mercado

15.5 – *Rating*

15.6 – Programa de ADRs - Bolsa de Valores de Nova Iorque

15.7 – Programa Latibex - Bolsa de Valores de Madrid

15.8 – Relacionamento com Acionistas e Investidores

16 – GESTÃO DE FUNDOS E PROGRAMAS SETORIAIS DE GOVERNO

16.1 – Reserva Global de Reversão (RGR)

16.2 – Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

16.3 – Conta de Consumo de Combustível (CCC)

16.4 – Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente (Reluz)

16.5 – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

16.6 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa)

16.7 – Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz Para

Todos

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

17 – PESQUISA, DESENVOLVIMENTO e INOVAÇÃO

17.1 – Centro e Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)

17.2 – Programa de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial (PDTI)

17.3 – Logística de Suprimento

17.4 – Normas e Qualidade

18 – DIMENSÃO AMBIENTAL

19 – DIMENSÃO SOCIAL

19.1 – Cultura e Sociedade

19.2 – Ouvidoria

19.3 – Prêmios e Reconhecimento

19.4 – Responsabilidade Social

20 – AÇÕES ADMINISTRATIVAS

21 – GESTÃO DE PESSOAS

21.1 – Política Integrada de Gestão de Pessoas

21.2 – Saúde, Bem-estar e Segurança do Trabalho

21.3 – Treinamento e Desenvolvimento

21.4 – Relações Trabalhistas e Sindicais

22 – BALANÇO SOCIAL



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

1 – MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O início de um novo tempo

Mais do que uma modificação de forma e de cores, a nova marca da Eletrobras, lançada em 2010, após meses de trabalho integrado envolvendo dezenas de profissionais, simbolizou a reinvenção da empresa, cada vez mais preparada para os novos tempos. Foram profundas mudanças de gestão, que, nesse ano que terminou, mostraram de forma mais consistente seus resultados. Por isso, 2010 já está marcado na história da Eletrobras.

Após quase três anos do início do processo de Transformação, a Eletrobras encerrou 2010 comemorando vitórias estratégicas, como a saída do cálculo do superávit primário, a inauguração de escritórios no exterior e a participação efetiva nas maiores obras de infraestrutura de energia do país.

Grande parte da credibilidade conquistada e consolidada pela Eletrobras em 2010 teve como esteio o lançamento de um documento fundamental e inédito para as nossas empresas: o primeiro Plano Estratégico Integrado. Reunindo missão, valores e a visão da Eletrobras para 2020, o plano foi fruto do esforço conjunto de profissionais de todas as empresas e deu início à construção dos planos de negócios que orientarão a nossa atuação nos próximos anos.

Cada vez com mais transparência e gestão profissional, a Eletrobras não teve problemas para captar mais de US\$ 1 bilhão no mercado internacional para alavancar o desenvolvimento de seus negócios no Brasil e no exterior, só em 2010. O reconhecimento de que a Eletrobras é uma das maiores empresas de energia elétrica do mundo – e a terceira em energia limpa – foi reforçado com a participação ativa da empresa, pela primeira vez, no World Energy Congress, realizado em Montreal, no Canadá, em setembro, e que reuniu representantes do setor de energia elétrica de 93 países. A empresa já esteve no evento como membro efetivo do e8 – grupo que reúne as empresas de energia elétrica de países do G8.

Firme em seu propósito de ser o maior sistema global de energia limpa do mundo até 2020 – visão expressa no Plano Estratégico Integrado, a Eletrobras continuará, em 2011 e nos anos seguintes, a investir em hidrelétricas, em energia eólica, em eficiência energética, em transmissão e no desenvolvimento do país, levando eletricidade de forma sustentável a cada vez mais pessoas.

O mercado já reconhece esse esforço, expresso na manutenção da empresa, pelo quarto ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo e coroado, em 2010, com a inclusão da Eletrobras na primeira edição do Índice de Carbono Eficiente, organizado pelo BNDES e BM&FBovespa.

Todas as vitórias conquistadas pelas empresas Eletrobras nos leilões de empreendimentos hidrelétricos e de linhas de transmissão, que garantirão pelo menos mais 20 mil MW para o crescimento do país nos próximos anos, todos os avanços obtidos em eficiência empresarial, todo o prestígio conferido pelo mercado e todos os desafios vencidos em 2010 mostram que a Eletrobras entrou de vez em um novo tempo o de ser uma megaempresa.

2 – CENÁRIO ECONÔMICO

Panorama Internacional

Após a desaceleração acentuada, em 2008, e a retração de 2%, em 2009, o crescimento do PIB mundial ganhou fôlego em 2010. O crescimento da economia internacional, em 2010, foi caracterizado pela forte recuperação das economias em desenvolvimento, que vêm liderando o processo de retomada da economia global. A recomposição da liquidez dos mercados de crédito, o reaquecimento dos preços das *commodities*, além do bom desempenho de seus mercados domésticos, foram determinantes para o



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

desempenho positivo dessas economias. Em contraste, a recuperação de boa parte dos países de renda mais elevada (como as economias do bloco europeu e as economias da Ásia Central) ainda se apresenta tímida, demonstrando problemas com o processo de reestruturação do setor bancário, além do elevado endividamento público em decorrência das políticas anticíclicas adotadas. Esses pacotes de incentivos, iniciados em 2008 e 2009, preveniram o colapso do sistema financeiro, enquanto as políticas fiscais e monetárias compensaram, parcialmente, o enfraquecimento da demanda privada.

Com algumas exceções (Finlândia, Grécia, Irlanda, Itália, Espanha e Portugal), as economias desenvolvidas voltaram a apresentar taxas de crescimento positivas em 2009. Estima-se que EUA, Austrália, Canadá e Japão irão crescer em torno de 3%, em 2010. No entanto, de acordo com a UNCTAD¹, este crescimento parece não ser sustentável no médio prazo, uma vez que a demanda doméstica desses países continua fraca, com taxas de desemprego elevadas e baixo consumo privado. Os investimentos privados ainda estão tímidos, desencorajados pela incerteza quanto à demanda futura e pelas restrições ao crédito. Na economia americana, por exemplo, apesar dos seguidos programas de estímulos, os níveis de atividade, emprego e de demanda têm exibido dados bastante voláteis acerca do desempenho econômico, não sendo possível afirmar se a economia iniciou uma fase consistente de recuperação e expansão.

As economias do leste asiático, por sua vez, demonstram forte recuperação ancorada na retomada das exportações e no fortalecimento do mercado interno. As políticas focadas no crescimento da demanda doméstica na China e na Índia, como os estímulos fiscais e política creditícia expansionista, foram responsáveis pelo crescimento do consumo e dos investimentos.

Economia Brasileira

Após a queda de 0,6% do PIB, em 2009, a economia brasileira recuperou-se de forma vigorosa em 2010, com um crescimento de 7,49% aproximadamente. Essa recuperação vem sendo alavancada pela vigorosa expansão do mercado interno, além da fraca base de comparação de 2009. As políticas de transferência de renda, o aumento contínuo do salário mínimo, o crescimento da massa salarial e do crédito foram determinantes para esse resultado. Nesse compasso, o consumo das famílias deve alcançar uma elevação de 7,9%, que, em conjunto com o investimento de longo prazo, foram os principais fatores para um bom desempenho da demanda agregada. Estima-se que a formação bruta de capital fixo cresça 24,5%, em 2010, atingindo uma taxa de investimento de 19,6%.

A taxa de inflação oficial, medida pelo IPCA, registrou alta de 5,72%, pressionada por fatores internos e externos. Internamente, fatores sazonais na oferta de produtos agrícolas e o crescimento da demanda de bens e serviços exerceram pressões relevantes sobre o índice de inflação. Já externamente, destacam-se as pressões associadas à alta dos preços das principais *commodities* agrícolas e metálicas.

Quanto à política monetária, observa-se um processo de retirada gradual dos incentivos introduzidos pelo Banco Central frente ao acirramento da crise financeira internacional para normalizar as condições de liquidez da economia, elevando a alíquota dos recolhimentos compulsórios de 15% para 20%. Na mesma direção, a taxa Selic registrou elevação de dois pontos percentuais ao longo de 2010, passando de 8,75%, no início do ano, para 10,75%, em dezembro. Segundo autoridade monetária, o afastamento da inflação corrente do centro da meta de inflação estabelecida e o aquecimento da demanda interna explicam a inflexão na gestão da política monetária.

¹ Relatório "Trade and Development Report, 2010"



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

América Latina e Caribe

A região da América Latina saiu da crise mais rápido do que o previsto. Fatores como a solidez dos fundamentos macroeconômicos, políticas anticíclicas consistentes, condições favoráveis de financiamento externo e receitas com a exportação de *commodities* foram determinantes para a recuperação das economias latino-americanas. As receitas robustas com exportação de *commodities* incentivaram a renda interna, o que, conjugado à melhora das condições de financiamentos tem dado suporte para o crescimento da demanda. Para boa parte das economias latino-americanas, o potencial efeito negativo da redução das importações das economias avançadas vem sendo compensado com o crescimento de seus mercados domésticos e com as exportações de *commodities*.

O crescimento da economia da América Latina, segundo o Relatório Anual do Banco Mundial, está estimado em 4,5% em 2010. Esse desempenho se mostrou bastante heterogêneo, com um grupo de países apresentando taxas de expansão expressivas como Paraguai, Peru, Argentina, Uruguai e Brasil, com crescimento entre 7,5% e 9,7%. Panamá, República Dominicana, Chile, México, Colômbia e Costa Rica apresentaram crescimento entre 4% e 7%. Além disso, o Haiti e a Bolívia apresentaram crescimento negativo do PIB de -7% e -1,6%, respectivamente.

Câmbio e Balanço de Pagamentos

A balança comercial brasileira, em 2010, apresentou um superávit de US\$ 20,3 bilhões, com as exportações somando US\$ 201,9 bilhões – 31,4% acima do registrado em 2009. A base depreciada de 2009, a recuperação da economia mundial e, principalmente, o crescimento dos preços das *commodities* influenciaram esse resultado. Quanto às importações, observa-se um crescimento superior ao das exportações, no mesmo período analisado. As importações registraram o valor de US\$ 181,6 bilhões contra US\$ 127,7 bilhões em 2009, o que significa um crescimento de 41,7%. Esse crescimento foi fortemente impulsionado pela apreciação do Real e pelo crescimento da demanda interna.

O balanço de pagamentos totalizou um superávit de US\$ 49,1 bilhões, em 2010. As transações correntes apresentaram déficit de US\$ 47,5 bilhões no ano, equivalente a 2,28% do PIB e 1,52% superior ao déficit registrado em 2009. Os ingressos líquidos de investimentos estrangeiros diretos (IED) alcançaram o valor recorde de US\$ 48,5 bilhões, com elevação de 86,8% na comparação com o resultado do ano anterior. Já os investimentos estrangeiros em carteira apresentaram ingressos líquidos de US\$ 67,8 bilhões – em 2010, 31% superior ao verificado em 2009.

A taxa de câmbio, em 2010, apresentou baixa volatilidade, principalmente quando comparada aos dois anos anteriores. No entanto, o intenso influxo de capitais tem exercido forte pressão sobre a taxa de câmbio. Como resultado, a taxa de câmbio apresentou um processo persistente de apreciação ao longo de 2010, iniciando o ano cotado a R\$ 1,87, passando para R\$ 1,80 em junho e finalizando o ano em R\$ 1,66.

Na tentativa de atenuar esse movimento de apreciação do Real, as intervenções do Banco Central, tanto no mercado à vista como no mercado futuro de câmbio, fizeram com que as reservas internacionais crescessem 17%, somando US\$ 288,6 bilhões, em dezembro de 2010.

Mercado de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica registrou uma elevação de 7,8%, em 2010, um pouco acima do crescimento do PIB (7,5%). Todas as classes apresentaram crescimento no consumo de energia elétrica, com destaque para a classe industrial, cuja taxa foi de 10,6%. As classes residencial e comercial cresceram 6,3% e 5,9%, respectivamente.

Após a forte queda da produção industrial no último trimestre de 2008 e a semi-estagnação em 2009, o ano de 2010 apresentou uma forte recuperação da produção industrial e, conseqüentemente, do

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

consumo industrial de energia elétrica. O Sudeste foi a região que mais expandiu o consumo industrial, com crescimento de 13,1%. Cabe ressaltar que a região apresentou queda significativa nesse mesmo indicador no ano de 2009 (-9,6%). A forte presença de indústrias dos ramos extrativo-mineral e metalúrgico, com elevados coeficientes de exportação, bastante afetadas pela crise em 2008 e 2009, explica a recuperação do consumo de energia nessa região.

As expectativas quanto à trajetória de crescimento econômico e de consumo de energia elétrica, nos horizontes de curto e médio prazos, têm como cenário, pelo lado externo, o crescimento dos países emergentes – em particular a China, que, dado seu padrão de desenvolvimento, continuará a beneficiar as exportações de setores em que o Brasil possui vantagens comparativas, como celulose, agropecuária, siderurgia e a indústria extrativo-mineral. Esses setores, em especial o de siderurgia, por serem grandes consumidores de energia elétrica, fazem com que as expectativas do consumo de energia elétrica se elevem.

Pelo lado da economia doméstica, a manutenção (e eventual expansão) dos investimentos em infraestrutura, a recuperação no setor habitacional, a expansão da indústria (ainda que em menor escala do que em 2010) e o aquecimento do setor de serviços contribuirão positivamente para o consumo de energia nos próximos anos. Outros fatores relevantes são o crescimento do rendimento real médio e da massa salarial, além da expansão do crédito, que tendem a manter o consumo residencial de energia em ascensão.

O consumo de energia elétrica por região geográfica é apresentado na tabela abaixo:

Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)

Classe de Consumo					2010	2009	Variação (%)
Região	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total	Total	
Norte	5.918	13.069	3.489	3.438	25.914	24.083	7,6
Nordeste	19.280	29.422	10.286	12.005	70.993	65.244	8,8
Sudeste	56.781	103.731	38.118	26.478	225.108	207.737	8,4
Sul	17.079	30.884	11.723	11.117	70.803	66.729	6,1
Centro-Oeste	8.101	6.638	5.471	5.990	26.200	24.896	5,2

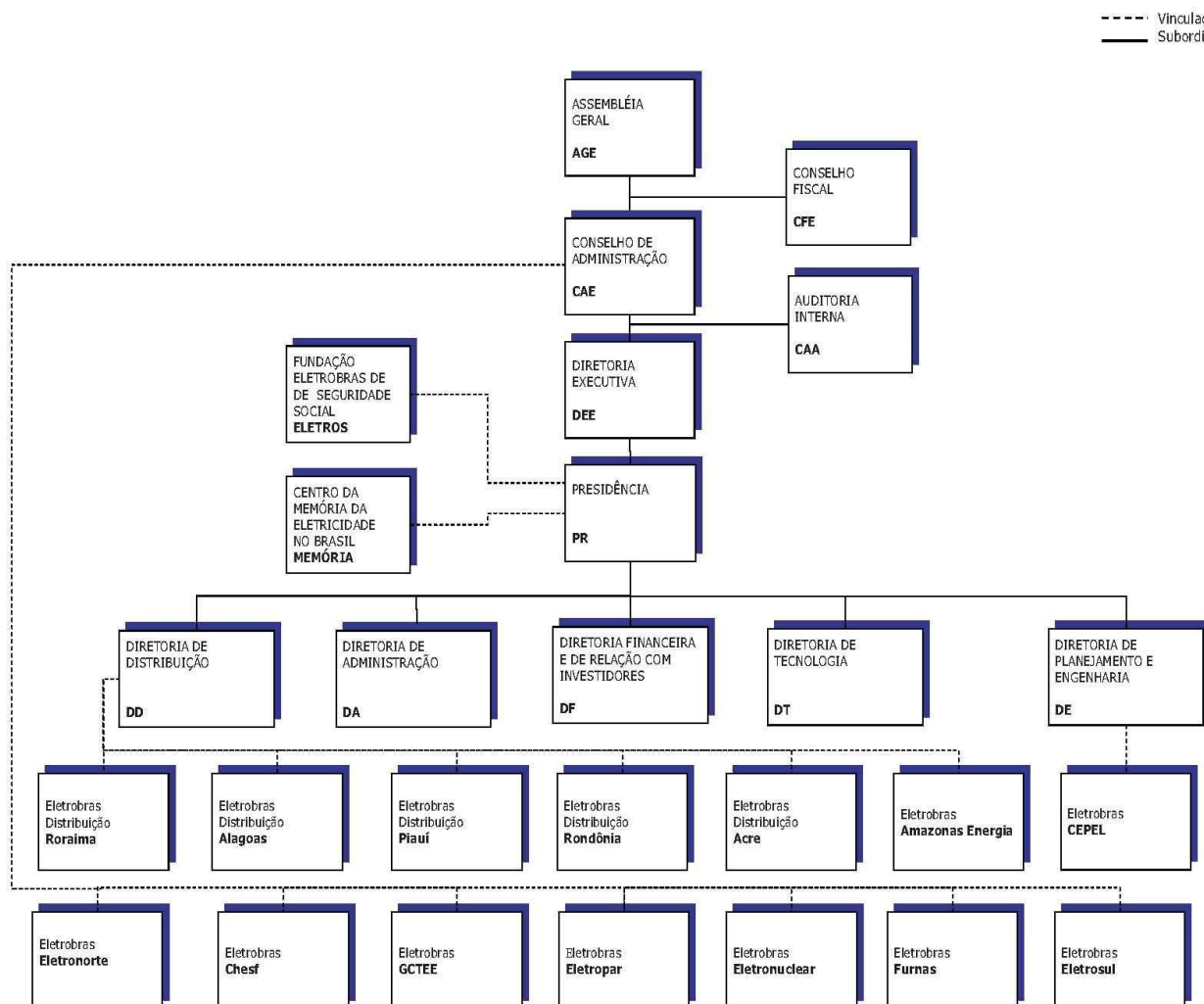
Fonte: Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do mercado de Energia Elétrica – Copam/EPE.

3 – GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa adotado pela Eletrobras baseia-se nos princípios éticos e está em consonância com as melhores práticas de governança: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Esses princípios refletem não só a preocupação com o atendimento aos requisitos de rentabilidade e sustentabilidade, mas também o desafio contínuo de reforçar a credibilidade junto aos seus *stakeholders* – acionistas, clientes, governo e sociedade, entre outros – mostrando a transparência da gestão e a atenção com os interesses desses públicos, concentrando esforços para gerar benefícios e melhorar esse relacionamento.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



A governança é constituída por uma estrutura formal: a Assembleia Geral de Acionistas (AG), o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva, existindo clara definição dos papéis e responsabilidades dos órgãos de gestão.

O Conselho de Administração da Eletrobras (CAE) é um órgão colegiado com funções deliberativas, eleito pela Assembleia Geral dos Acionistas. O Conselho de Administração é composto por até dez membros, sendo sete indicados pelo ministro de Estado de Minas e Energia; um pelo ministro de Estado de Planejamento, Orçamento e Gestão; um eleito pelos acionistas minoritários e um em votação em separado, excluído o acionista controlador, pelos acionistas titulares de ações preferenciais sem direito a voto, que representem, no mínimo, 10% do capital social.

O mandato dos conselheiros é de um ano, correspondendo a um exercício social, com possibilidade de reeleição. O Conselho de Administração se reúne ordinariamente uma vez por mês e extraordinariamente sempre que necessário. Em 2010, foram realizadas 15 reuniões do Conselho de Administração. As reuniões são deliberadas por maioria de votos, podendo o estatuto fixar matérias que devem ser aprovadas por quórum qualificado.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

O Conselho Fiscal é permanente e, entre outros atos, compete a ele fiscalizar as ações dos administradores da companhia e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Compõe-se de até cinco membros e respectivos suplentes, dentre eles um conselheiro especialista financeiro, atendendo às exigências legais recomendadas pela Securities and Exchange Commission (SEC). Os cinco conselheiros são eleitos pela Assembleia-Geral Ordinária, para o mandato de um ano (permitida a recondução), sendo três indicados pelo acionista majoritário, dentre eles um indicado pelo ministro de Estado da Fazenda, que representa o Tesouro Nacional; um pelos detentores de ações minoritárias ordinárias; e outro pelos detentores de ações preferenciais. Suas reuniões são mensais e, quando necessário, são realizadas reuniões conjuntas com o CAE. Em 2010, foram realizadas 12 reuniões do Conselho Fiscal.

A remuneração dos conselheiros de administração e fiscais segue ao estabelecido na Lei nº 9.292, de 12 de julho de 1996, Art. 1º: dez por cento da remuneração mensal média dos diretores das respectivas empresas. Em 2010, o valor total da remuneração anual do Conselho de Administração foi de R\$ 322.297,50; e do Conselho Fiscal, R\$ 187.600,00. Os participantes do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Eletrobras não recebem participação nos lucros.

A Diretoria Executiva em 2010 era composta por seis Diretorias: Presidência, Diretoria de Administração, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Diretoria Financeira e de Relações com Investidores e Diretoria de Tecnologia. Com funções estabelecidas no Estatuto Social e reuniões semanais à Diretoria Executiva compete a direção geral da Eletrobras, respeitadas as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração.

Os membros da Diretoria Executiva receberam, no exercício social de 2010, a remuneração total de R\$ 4.310.745,35.

Em consonância com as estratégias do Plano de Transformação da Eletrobras e visando ao atendimento das metas do Pacto de Tucuruí, em 2010 foi elaborado o Código de Ética Único das Empresas Eletrobras. O novo código define os princípios éticos e os compromissos de conduta que devem nortear o comportamento de todos os colaboradores e balizar as diretrizes corporativas no relacionamento com todos os *stakeholders*.

Com o objetivo de melhorar a comunicação com seu público, fundamentada nos princípios da transparência e na busca contínua do aperfeiçoamento das melhores práticas de gestão empresarial, a empresa reformulou seu *website*, divulgando informações de seu compromisso com a sustentabilidade nos seus negócios, englobando aspectos sociais, ambientais, econômico-financeiros e de governança corporativa.

Para facilitar o acesso e a consulta de informações, contempladas em estatutos, regimentos, políticas, código de ética, normas e procedimentos, a Eletrobras criou o Código das Práticas de Governança Corporativa, que demonstra o comprometimento da companhia com as melhores práticas de gestão.

Corroborando a implementação das melhores práticas de governança corporativa, alguns acontecimentos marcaram o ano de 2010. Entre eles: a revisão do Regimento Interno do Conselho de Administração, que incorporou alterações como o monitoramento de tempo e temas das reuniões de Conselho. Essas reuniões passaram a ser divididas em dois blocos: discussões de temas estratégicos e matérias ordinárias em cumprimento às regras estatutárias. Outra mudança ocorrida foi a realização de ao menos duas reuniões anuais com os auditores externos.

Também teve início a revisão do Estatuto Social da *holding* e de suas empresas subsidiárias. Nesse aspecto, além da reformulação do conteúdo, as alterações promoveram a padronização de organização

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

dos textos. Em relação às alterações estatutárias, a Eletrobras alcançou um grande avanço com a edição da Lei 12.375, art. 15, publicada em 30.12.2010, que alterou o art. 5º da Lei 3.890-A, de 25.04.1961, dispensando a exigência de edição de Decreto Presidencial para reforma de seu Estatuto Social. Agora qualquer alteração estatutária encerra-se com a aprovação na Assembleia Geral.

Os critérios de remuneração de dividendos consignados em seu Estatuto Social estão em conformidade com as condições e os prazos previstos no Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível I da BM&FBovespa assinado pela Eletrobras. São assegurados aos acionistas detentores de ações ordinárias e preferenciais os direitos garantidos pela Lei 6.404/76 e pelo Estatuto Social da Eletrobras.

Conforme Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) nº. 358, de 3/1/2002, a companhia divulga em seu *website* o Manual de Divulgação e Uso de Informações Relevantes e a Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras).

4 – GESTÃO ESTRATÉGICA

4.1 - Planejamento Estratégico

4.1.1 - Programa de Ações Estratégicas do Sistema Eletrobras (PAE – 2009-2012)

Em fevereiro de 2009, a Diretoria da Eletrobras apresentou ao seu Conselho de Administração (CAE) e aos presidentes das empresas Eletrobras, o Programa de Ações Estratégicas do Sistema Eletrobras (PAE) para o período de 2009-2012.

Aprovado pelo CAE em março de 2009, o PAE 2009-2012 tinha por objetivo agilizar a aprovação e a execução de ações vitais para a Transformação do Sistema Eletrobras e previa investimentos e inversões financeiras da ordem de R\$ 8,7 bilhões em 2009, sendo R\$ 7,0 bilhões destinados à geração e transmissão e cerca de R\$ 1 bilhão para as empresas de distribuição do Norte e Nordeste.

O PAE 2009-2012 trabalhou com uma estrutura composta por Objetivos Estratégicos, Fatores Críticos de Sucesso e Metas, sempre em sintonia com o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020. Além dos investimentos citados, ele também contemplava ações no âmbito da Governança Corporativa, da Gestão Corporativa, da Internacionalização, da Gestão de Pessoas e da Imagem da Empresa.

Em 2010, foi realizado o monitoramento das metas do PAE 2009-2012 junto às empresas Eletrobras, por meio de um conjunto de indicadores de desempenho, concebidos para aferir o alcance das metas segundo a realidade de cada empresa.

Com o advento do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020, de maior horizonte e abrangência, as ações ainda em curso no PAE 2009-2012 terão seu acompanhamento realizado nessa nova estrutura de planejamento.

4.2 - Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020

No ano de 2010, destacaram-se as seguintes realizações:

- **Aprovação do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras pelo Conselho de Administração da Eletrobras (CAE):**

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 22 de janeiro de 2010, foi apresentado ao CAE o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras, resultado de trabalho desenvolvido ao longo do segundo semestre de 2009, por representantes de todas as empresas Eletrobras.

Os representantes apreciaram os cenários do ambiente de atuação das empresas Eletrobras, o cenário de referência escolhido, o posicionamento estratégico definido para o Sistema, destacando-se a missão, a visão, os valores, os benefícios para o público-alvo, os objetivos estratégicos finalísticos, os objetivos estratégicos de gestão e competências e, por último, a árvore estratégica do Sistema Eletrobras.

O CAE aprovou o Plano Estratégico apresentado, recomendando a continuidade dos trabalhos.

- **Conclusão dos trabalhos de formulação dos Planos Estratégicos de Negócios do Sistema Eletrobras 2010-2014:**

Como desdobramento de seu Plano Estratégico 2010-2020, a Eletrobras concluiu os seus Planos de Negócio 2010-2014, voltados preferencialmente para os eixos de negócio Geração, Transmissão e Distribuição, contemplando também estudos, diagnósticos e carteira de projetos nas áreas de Comercialização, Internacionalização e Programas de Governo e Fundos Setoriais.

Evidencia-se a preocupação da companhia em alinhar-se ao Plano Estratégico 2010-2020, segundo objetivos estratégicos finalísticos que considerem a cadeia de valor associada a cada um de seus negócios, estabelecendo parâmetros para a atuação de suas empresas controladas.

Esses planos foram entregues para apreciação e posterior aprovação aos membros da Diretoria Executiva (DEE) e do Conselho de Administração da Eletrobras (CAE) em novembro de 2010.

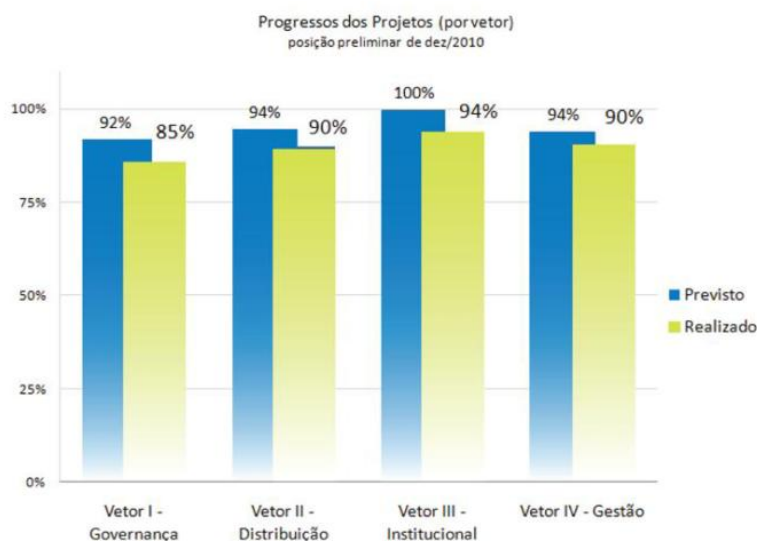
A fase seguinte, prevista para 2011, posterior à aprovação, irá contemplar a seleção e priorização dos projetos estratégicos associados a cada plano de negócio. Os projetos elencados entrarão em fase de execução, associados a um sistema de gerenciamento e monitoramento, dos projetos e dos objetivos estabelecidos no plano. Esse trabalho deverá contar com o esforço integrado de especialistas de todas as empresas Eletrobras, segundo sua *expertise* em cada eixo de negócio.

4.3 - Plano de Transformação do Sistema Eletrobras (PTSE)

Durante o ano de 2010, o Plano de Transformação do Sistema Eletrobras (PTSE) teve prosseguimento com a consecução das diretrizes definidas pelo MME, em 2008, por meio de quatro vetores de atuação: I - Aperfeiçoamento da governança corporativa, II - Reorientação dos negócios de distribuição, III - Reformulação institucional da *holding* e IV - Reorganização do modelo de gestão empresarial.

Desde então, a *holding* e suas empresas vêm atuando em 57 projetos. Ao final de 2010, um total de 31 projetos – cerca de 54% – haviam sido concluídos, restando 26 com atividades ainda em desenvolvimento e que terão continuidade durante o ano de 2011. Nessa data, o percentual médio de conclusão de todas as atividades previstas nos projetos do PTSE foi de cerca 90%, o que indica que o Plano está próximo de sua conclusão em comparação ao que foi inicialmente estabelecido. Esse índice é o resultado da consolidação dos percentuais de 85%, 89%, 94% e 90% apurados respectivamente para os vetores I, II, III e IV. Veja abaixo:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



5 - GESTÃO CORPORATIVA

5.1. Gestão e Desempenho Empresarial

Em julho de 2010, foi criado o Comitê de Apoio à Gestão Empresarial do Sistema Eletrobras (Coage), com a finalidade básica de monitorar os resultados obtidos das atividades e projetos corporativos, fornecendo informações periódicas sobre as análises e consolidações decorrentes desse monitoramento para apoio ao processo de tomada de decisão. O Coage se reúne periodicamente, contando com representantes de todas as empresas Eletrobras, para análises e recomendações sobre projetos e atividades corporativas, visando ao suporte ao processo decisório.

O Resumo Executivo, entregue mensalmente aos conselheiros do Conselho de Administração da Eletrobras (CAE) e aos membros da Diretoria Executiva da Eletrobras, apresenta, de forma sintetizada, informações de desempenho sobre os ativos da Eletrobras listados e negociados em bolsas, os principais empreendimentos de geração e transmissão, o desempenho da carteira de participações acionárias da Eletrobras, números da gestão orçamentária com foco para investimentos, dentre outras informações consideradas necessárias para avaliar o desempenho empresarial da Eletrobras e suas empresas.

Estabelecido no final de 2009, o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE) celebrado entre a Eletrobras e suas empresas, foi efetivamente implementado durante o ano de 2010. Instrumento de gestão no âmbito da Governança Corporativa, o CMDE visa estabelecer resultados e metas de gestão com o uso de indicadores econômico-financeiros, técnico-operacionais e socioambientais. O monitoramento do desempenho das empresas Eletrobras nesses indicadores foi realizado, trimestralmente, por meio de um processo de gestão integrada da *holding* com suas empresas, contemplando um conjunto de atividades e procedimentos específicos. O CMDE se constitui, assim, uma ferramenta aplicada à busca da melhoria da eficiência financeira e operacional das empresas.

Em alinhamento com o posicionamento estratégico para tornar-se, até 2020, o maior sistema empresarial global de energia limpa, com foco em resultado, valorização das pessoas, ética e transparência, a companhia deu prosseguimento aos estudos, iniciados em 2009, para a definição de uma nova estratégia e arquitetura de marcas. Os trabalhos, que envolveram pesquisas, determinação da nova marca e do seu posicionamento, foram concluídos em março de 2010 com o lançamento de uma arquitetura integrada de marcas para as empresas Eletrobras e com o início da implantação de um



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

processo de gestão da marca que alinhe de forma contínua e permanente a estratégia empresarial e as estratégias de marca e de comunicação da Eletrobras e de suas empresas.

As iniciativas desse novo processo estão sendo coordenadas por um Comitê de Marcas e, desde o primeiro semestre de 2010, já foram implantadas, em todas as empresas Eletrobras, na atualização dos materiais corporativos e *websites*, no posicionamento integrado em campanhas publicitárias e concessão de patrocínios culturais/esportivos, e ainda na capacitação de profissionais cujas atividades possuam relacionamento relevante com os públicos de interesse da companhia. Ainda em 2010, foram formatadas pesquisas para estudos do valor da reputação e imagem corporativas, com o intuito de construir, de forma consistente e gradual, a imagem do grande *player* de energia brasileiro, cada vez mais perto da sociedade, no Brasil e nos países onde venha a atuar.

5.2. Gestão da Sustentabilidade Empresarial

Subordinado ao Conselho de Administração está o Comitê de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras. O Comitê atua na conscientização do público interno sobre a importância da sustentabilidade, coordenando diversos processos que visam promover, continuamente, a melhoria e aderência das suas empresas às boas práticas de sustentabilidade empresarial.

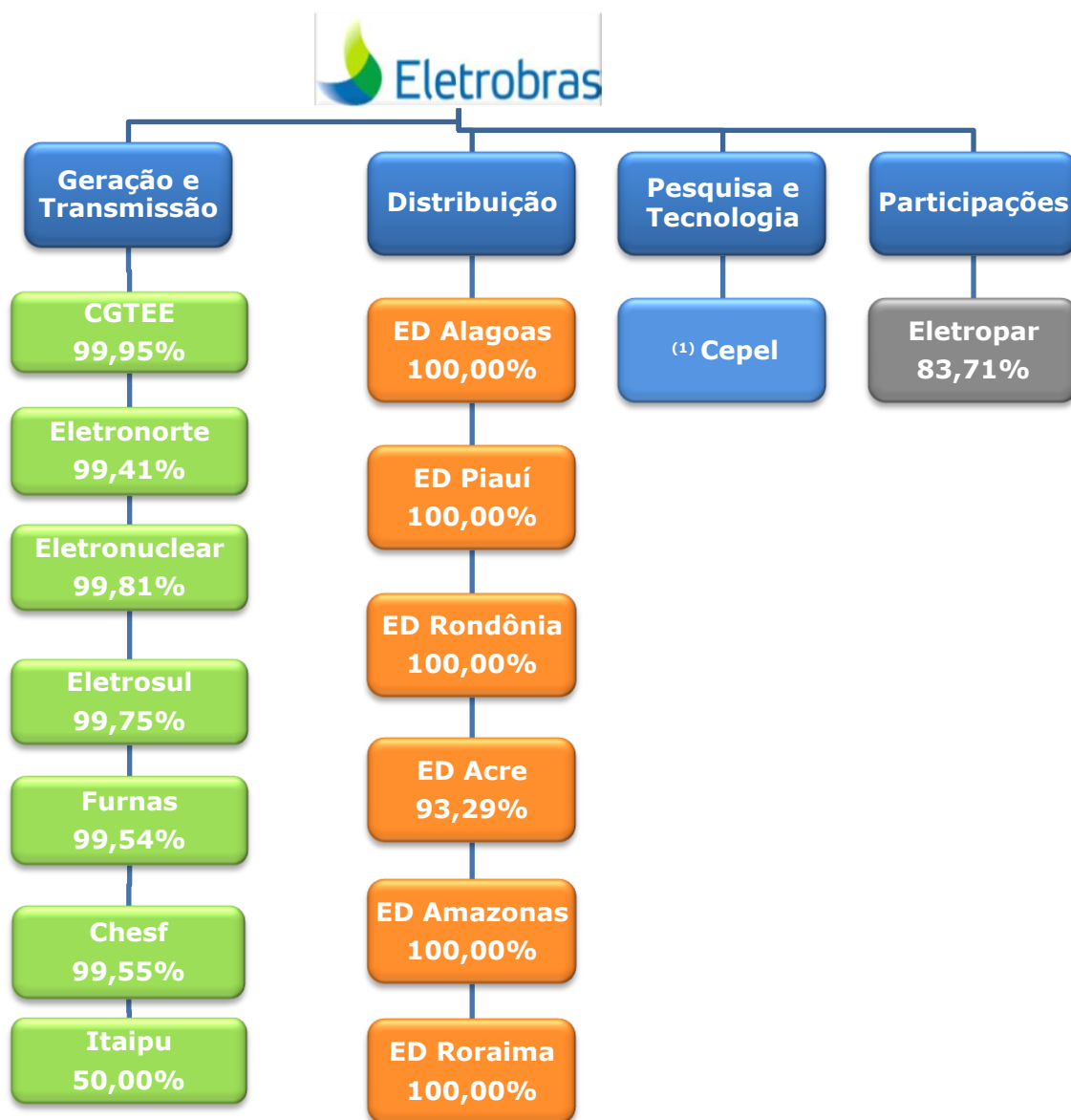
O Pacto de Tucuruí, elaborado em 2009 e gerido pelo Comitê de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras, cujas ações visavam à implementação e melhoria de uma série de boas práticas de gestão voltadas para a sustentabilidade empresarial, teve cerca de 30% de suas metas concluídas em 2010. Dando continuidade a esse modelo de plano de ação, foi instituído o Pacto de Furnas, cujo escopo engloba as metas do Pacto de Tucuruí ainda não concluídas, além de novas demandas identificadas com base nos *gaps* apurados nos processos de participação no ISE e no DJSI.

As metas do Pacto de Furnas contemplam as dimensões ambiental, social, econômico-financeira, de governança corporativa e geral, com destaque para os seguintes temas: meio ambiente, gestão de riscos, governança corporativa, desenvolvimento de pessoas, planejamento estratégico, responsabilidade social e gestão de pessoas. O prazo limite para conclusão de todas as suas ações é junho de 2011.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6 – NOSSOS NEGÓCIOS

6.1. Estrutura Societária por Segmento de Negócios

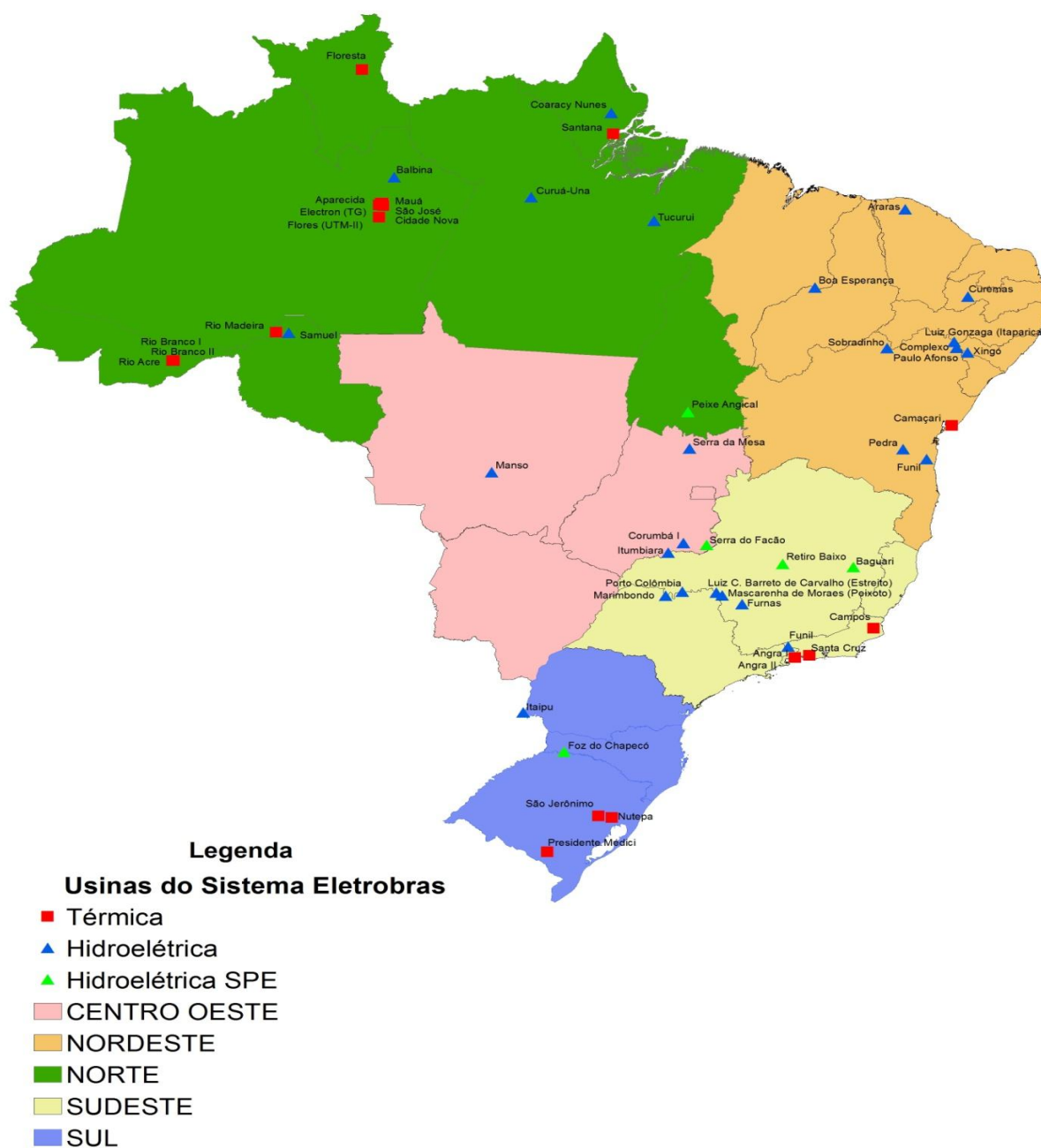


(1) Cepel: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6.2. Geração, Transmissão e Distribuição

Geração:





Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresas Eletrobras:

Situação em 31/12/2010	Hidráulica*		Térmica		Nuclear		Total*	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
CGTEE	---	---	840	4	---	---	840	4
Chesf	10.268	14	347	1	---	---	10.615	15
Eletronorte**	8.694	5	490	10	---	---	9.184	15
Eletronuclear	---	---	---	---	1.990	2	1.990	2
Amazonas Energia	277,5	1	1.860,5	4	---	---	2.138	5
Furnas**	9.351	15	962	2	---	---	10.313	17
TOTAL	28.591	35	4.500	21	1.990	2	35.081	58

*Não considera 50% de Itaipu (7.000 MW);** Inclui as participações nas SPE.

SPE	Usinas	Hidráulica		Térmica		
		MW	%	Usinas	MW	%
Furnas	Peixe Angical	452	40			
	Baguari	140	15			
	Retiro Baixo	82	49			
	Foz do Chapecó	855	40			
	Serra do Facão	212,6	49,5			
Eletronorte				Serra do Navio	23,3	49
TOTAL		1.741,60			23,3	

Capacidade Instalada - Situação em 31/12/2010 (MW)						
Empresas	UHE	UTE	UTN	(EOL+SOL)	Total	%
Sistema Eletrobras*	28.591	4.500	1.990	---	35.081	28
Itaipu (50%)*	7.000	---	---	---	7.000	6
Outras**	45.103	25.186	---	927	71.216	66
Brasil	80.694	29.686	1.990	927	113.297	100

* Dados obtidos do Banco de Dados de Geração-BIG da Aneel e junto às empresas Eletrobras.

**Dados obtidos do relatório da Aneel (SFG). Capacidade instalada até 31/12/2010, subtraída a participação das empresas Eletrobras.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Transmissão:



LEGENDA	
LTs SISTEMA ELETROBRAS	EXISTENTE FUTURO
LTs SISTEMA ELETROBRAS C/ PARCERIA	
LTs OUTRAS EMPRESAS	
	1 COMPLEXO RIO PARANÁ
	2 COMPLEXO RIO PARANAPANEMA
	3 COMPLEXO RIO GRANDE
	4 COMPLEXO RIO PARANAÍBA
	5 COMPLEXO PAULO AFONSO
	n nº de circuitos

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresas Eletrobras: Linhas com tensão > 230Kv

Empresas	Situação em 31/12/2010
	Extensão (Km)*
Amazonas Energia	365
Chesf	18.265
Eletronorte	9.278
Eletrosul	8.730
Furnas	17.152
TOTAL	53.790

*Extensão das linhas considerando as parcerias.

6.3 – Distribuição: Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica (EDs)

6.3.1 - Revisão Tarifária

Os Índices de Reajuste das Tarifas (IRT's) das Empresas Distribuidoras (ED) de Energia Elétrica estabelecidos pela Aneel, em 2010, encontram-se na tabela abaixo:

Índice de Reajuste Tarifário - IRT	ED Amazonas	ED Acre	ED Alagoas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	3,22%	16,81%	8,32%	7,45%	17,06%	3,71%
Componentes Financeiros	3,64%	0,00%	4,39%	-1,36%	0,00%	-1,86%
IRT Total	6,86%	16,81%	12,71%	6,08%	17,06%	1,86%
Efeito Médio Consumidor Cativo	-2,08%	7,42%	6,56%	1,80%	10,60%	1,31%

No caso da ED Rondônia e da ED Acre, os IRTs totais seriam de 22,61% e 21,76%, respectivamente. Para diminuir o impacto para os consumidores do aumento elevado das tarifas, a Eletrobras solicitou que fossem diferidos os componentes financeiros de 5,55% e 5,58%, respectivamente. Esses valores serão considerados como componentes financeiros nos reajustes de 2011 atualizados pela variação do IGP-M.

6.3.2 – Comercialização de Energia Elétrica

A quantidade de energia elétrica fornecida aos consumidores finais de todas as empresas distribuidoras da Eletrobras aumentou em 11,8% em 2010, comparado a 2009. Pode-se destacar que o maior aumento foi o da classe industrial – 15,6% – por causa da retomada de produção das atividades produtivas de muitas indústrias após a crise econômica de 2009. As classes residencial e comercial também tiveram aumentos expressivos – 13,5% e 11,5% – respectivamente – devido ao significativo aumento das ligações de novos consumidores, como também devido ao aumento da renda dos trabalhadores.

A participação das principais classes de consumidores no consumo total praticamente se manteve em 2010, sendo residencial 35,5%, industrial 21,8% e comercial 20,7%.

Destacam-se entre as empresas com maior participação na comercialização de energia elétrica a ED Amazonas com 37,4% e a ED Alagoas, com 19,4%. A primeira, ao contrário das demais, tem uma forte participação do consumo de energia na classe industrial, dada a importância do Polo Industrial de Manaus, com 34,3% do total comercializado por essa distribuidora em 2010. Já na ED Alagoas, a classe residencial respondeu por 36,9% do total fornecido pela distribuidora.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

As distribuidoras que obtiveram maior crescimento no fornecimento de energia elétrica no último ano foram a ED Piauí (17%), ED Rondônia (14,2%) e ED Acre (10,7%), todas impulsionadas pelo maior crescimento da classe residencial. Cabe ressaltar que, no caso da ED Piauí, houve um expressivo programa de regularização de consumidores. Já no caso da ED Rondônia, o crescimento está atrelado ao grande contingente populacional atraído pelas obras do complexo hidrelétrico do rio Madeira (usinas de Jirau e Santo Antônio). A Amazonas Energia, a ED Alagoas e a ED Roraima obtiveram crescimentos menores: 10,4%, 9,4% e 8,1%, respectivamente.

Fornecimento Consolidado de Energia Elétrica empresas Eletrobras - (GWh)					
Classe	2010	2009	2008	2007	2006
Residencial	4.574	4.030	3.753	3.331	3.146
Comercial	2.662	2.387	2.226	2.009	1.895
Industrial	2.814	2.443	2.628	2.465	2.384
Rural	539	508	490	400	414
Outras Classes	2.193	2.159	2.061	1.561	1.718
Total	12.782	11.527	11.158	9.766	9.557

6.3.3 – Controle de Perdas

De uma forma geral, no ano de 2010, as empresas de distribuição do Sistema Eletrobras apresentaram redução dos níveis percentuais de perdas sobre a energia injetada. Destacaram-se as empresas ELB Rondônia e ELB Piauí, as quais obtiveram reduções acima de dois pontos percentuais.

Em 2011, com os recursos financiados pelo Banco Mundial, o projeto será estendido para as demais empresas de distribuição. Envolvendo ações de cunho tecnológico e alicerçado em telemedicação de unidades consumidoras com grande representação no faturamento da empresa, esse projeto propiciará a redução das perdas e contribuirá para a blindagem de aproximadamente 64% da receita das empresas de distribuição.

Empresas	Perdas Técnicas		Perdas não Técnicas		Perdas Totais	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
ELB Amazonas	2,10%	1,92%	40,30%	40,78%	42,40%	42,70%
ELB Acre	11,87%	12,71%	12,22%	13,49%	24,09%	26,20%
ELB Alagoas	8,42%	8,80%	23,03%	22,54%	31,45%	31,34%
ELB Piauí	12,60%	13,60%	20,91%	21,87%	33,51%	35,47%
ELB Rondônia	10,00%	10,00%	23,99%	21,54%	33,99%	31,54%
ELB Roraima	8,10%	7,62%	8,03%	9,47%	16,13%	17,09%

6.3.4 – DEC/FEC

Considerando as metas por conjuntos de consumidores definidas pela Aneel, em 2010 nenhuma empresa conseguiu atender de modo satisfatório a qualidade do serviço exigida pela agência, ou seja, mais de 60% do total de consumidores tiveram os serviços afetados.

A Eletrobras Amazonas Energia apurou um índice de DEC de 72 e de FEC de 60, ultrapassando o limite de 58 estabelecido pela Aneel nos dois índices.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

É importante destacar que reduções significativas desses índices requerem grandes investimentos na expansão do sistema elétrico, bem como melhoria contínua no processo de manutenção preventiva, melhoria de subestações e redes de distribuição, que certamente contribuirão para o estabelecimento e manutenção dos níveis de DEC e FEC dentro dos valores estabelecidos pelo agente regulador.

Interrupções de Fornecimento por Consumidor (DEC) - Hora/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas Capital	ED Amazonas Interior	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2009	47	21	52	104	44	34	9
2010	45	20	72		41	32	17

Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - nº Interrupções/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas Capital	ED Amazonas Interior	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2009	42	16	31	107	33	42	21
2010	44	14	60		32	30	22

6.3.5 – Inadimplência

Em 2010, houve um decréscimo de 6,6% no estoque nominal dos débitos em atraso, passando para R\$ 1,002 bilhão contra R\$ 1,073 bilhão, em 2009.

As empresas que mais contribuíram para essa redução foram a Eletrobras Amazonas Energia (-34,3%), ED Alagoas (-5,5%) e ED Acre (-21,5%). A primeira obteve uma redução de R\$ 113,4 milhões do estoque de inadimplência em relação a dez/2009, referente à baixa de débitos considerados de recuperação improvável. A segunda reduziu o estoque de inadimplência em aproximadamente R\$ 100 milhões, utilizando o mesmo procedimento de baixa, somado a uma negociação da dívida do setor industrial, no montante de R\$ 17 milhões, e mais R\$ 8,5 milhões como resultado das negociações com 34 prefeituras e 2 hospitais entre os meses de julho e setembro de 2010. Na ED Acre, a redução foi de 21,5%, devido, principalmente, à negociação com empresa de serviço público no valor de R\$ 17,6 milhões e com algumas prefeituras no valor de R\$ 8,8 milhões.

Todas as empresas de distribuição da Eletrobras estão adotando práticas intensivas para reduzir a inadimplência. Neste contexto, para obter melhores resultados no próximo exercício, foi elaborado um Plano de Ação para 2011, que inclui as seguintes ações: definir novo modelo para cobrança administrativa e cortes terceirizados, realizar ampla higienização cadastral dos clientes, institucionalizar a negativação no SPC/Serasa, centralizar na sede a gestão do corte em todo o estado, instalar agências de atendimento em todas as sedes municipais, implantar novo processo de cobrança judicial terceirizada, sistematizar a negativação no Cadin, implementar campanha motivacional direcionada aos colaboradores próprios e terceirizados e promover ações de marketing institucional com foco em campanhas educativas.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras – R\$ mil					
Classe	2010	2009	2008	2007	2006
Residencial	190.321	268.310	245.998	264.616	213.461
Comercial	113.374	127.401	119.962	117.130	101.092
Industrial	194.758	203.013	171.965	150.014	112.289
Rural	60.268	53.365	46.462	40.824	34.107
Poder Público	168.159	162.930	143.700	135.479	123.822
Serviço Público	221.403	203.979	306.566	372.062	291.974
Iluminação Pública	54.043	53.922	65.199	35.269	30.075
Total	1.002.326	1.072.920	1.099.852	1.115.394	906.820

6.3.6 – Atendimento aos Clientes

No ano de 2010, no tocante ao atendimento ao cliente, as seis empresas de distribuição de energia do Sistema Eletrobras alcançaram as seguintes marcas:

Descrição	2010	2009
Total de Consumidores	3.292.599	3.124.017
Total de Municípios Atendidos	463	464
Quantidade de Agência de Atendimento/Postos de Atendimento	351	348
Total de Atendimentos Realizados (Agência e Postos)	2.750	2.388
Quantidade de Pontos de Atendimentos	162	131
Total de Ligações Atendidas (CTA's)	4.237.033	4.141.506

6.3.7 – Fornecimento de Energia Elétrica

Empresas	2010	2009	Crescimento (%)	Participação (%)
Amazonas Energia/Interior	4.716	4.274	10,34	1,1
ED Acre	690	623	10,75	0,2
ED Alagoas	2.503	2.285	9,54	0,6
ED Piauí	2.219	1.897	16,97	0,5
ED Rondônia	2.177	1.907	14,16	0,5
ED Roraima	477	440	8,41	0,1
Total	12.782	11.426	11,9	3,1
Brasil	419.016	388.204	7,9	100

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho
6.3.8 – Participações Acionárias

Empresas	Participação (%)
AES Tietê	7,94
CDSA	0,13
CEA	0,03
CEB	3,29
CEB Lajeado	40,07
CEEE - D	32,59
CEEE - GT	32,59
CELB	0,48
CELESC	10,75
CELGPAR	0,07
CELPA	34,24
CELPE	1,56
CELTINS	0,000026
CEMAR	33,57
CEMAT	40,92
CERR	0,00484
CESP	2,05
CGEEP	0,47
COELCE	7,06
COPEL	0,56
CTEEP	35,42
EATE	22,91
EEB	0,11
EMAE	39,02
ENERGISA	2,98
ETEP	8,02
GUASCOR	4,41
Inambari	29,40
Lajeado Energia	40,07
Mangue Seco	49,00
Norte Energia	15,00
Paulista Lajeado	40,07
Tangará	25,47
Tumarín	50,00

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2010, a remuneração dessas participações, na forma de dividendos, alcançou mais de **R\$ 1,8 bilhão**, significando uma das maiores fontes de recursos ordinários da companhia, sendo que a maior parte da contribuição foi das empresas subsidiárias.

Dividendos/JCP Recebidos - R\$ milhões					
Empresas	2010	2009	2008	2007	2006
Subsidiárias	1.241	999	502	378	686
Coligadas*	464	411	426	464	189
Coligadas	71	75	63	46	45
Parcerias	33	52	227	169	38

*Coligadas com ações comercializadas na BM&FBovespa.

7 – O MERCADO DE ENERGIA DO SISTEMA ELETROBRAS

A capacidade instalada nacional atingiu em 31/12/2010 a marca de 112.398 MW, enquanto o Sistema Eletrobras alcançou o montante de 40.296 MW instalados, representando 36% de participação percentual no Brasil.

7.1 – Expansão da Geração

O Sistema Eletrobras detém a concessão/autorização para a construção de novos empreendimentos obtida via autorizações/licitações/leilões de 2.444 MW, com participação direta; e de **20.489** MW em parceria com agentes privados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs), previstos para entrar em operação até 2015.

Além das usinas já concedidas/autorizadas, o Sistema Eletrobras desenvolve estudos de projetos de usinas hidrelétricas, diretamente ou em parceria, que somam cerca de 17.600 MW de capacidade instalada de geração.

Das usinas hidrelétricas indicativas que constam na expansão da oferta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE 2019), elaborado pela EPE/MME, o Sistema Eletrobras participa dos estudos de 16 projetos no total de 15.301 MW, o que equivale a 82% da capacidade de todas as hidrelétricas indicativas constantes no Plano.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

PDE 2019 - Projetos Indicativos em Estudo no Sistema Eletrobras		
UHE	MW	Previsão de Operação no PDE
Cachoeira	63	jan/15
Castelhano	64	jan/15
Estreito	56	jan/15
Ribeiro Gonçalves	113	out/15
Uruçuí	134	out/15
Toricoejo	76	jan/16
São Luiz do Tapajós	6.133	nov/16
Mirador	80	out/18
Água Limpa	320	nov/18
Marabá	2.160	nov/18
Serra Quebrada	1.328	nov/18
Cachoeira do Caí	802	jan/19
Cachoeira dos Patos	528	jan/19
Jamanxim	881	jan/19
Jardim do Ouro	227	jan/19
Jatobá	2.336	jan/19

7.2 – Expansão da Transmissão

A implementação dos empreendimentos de transmissão vem sendo fortemente afetada em virtude do longo prazo demandado para a concessão de licenças ambientais – Licença Prévia (LP) e Licença de Instalação (LI). Mesmo assim, as empresas do Sistema Eletrobras incorporaram no ano de 2010 ao Sistema Interligado Nacional (rede básica) cerca de 819 km de linhas de transmissão, 2.568 MVA em capacidade de transformação em subestações, bem como 1.000 Mvar de compensação reativa. Adicionalmente, as empresas do Sistema Eletrobras, em parceria com empreendedores privados, constituindo as Sociedades de Propósitos Específicos (SPE), incorporaram no ano de 2010 ao Sistema Interligado Nacional (rede básica) 62,70 Km de linhas de transmissão.

Quanto aos empreendimentos em andamento, no âmbito nacional (empreendimentos que se estendem pelas regiões Norte, Sudeste e Centro-Oeste) destacam-se as obras de transmissão vinculadas às usinas do Rio Madeira, previstas para energização até abril de 2013. O marco relevante foi a obtenção da LI da SE Coletora Porto Velho em julho de 2010 e o início de execução de obras civis, bem como a obtenção da LI da LT 230 kV Coletora Porto Velho / Porto Velho em agosto de 2010. Vale ressaltar, também, que os principais equipamentos da Estação Retificadora nº 1 e da Estação Inversora nº 1 já foram contratados e estão em processo de fabricação. As linhas de corrente contínua, os bipolos nº 1 e nº 2, continuam em fase de licenciamento ambiental, enfatizando que os cabos condutores e as estruturas metálicas já foram adquiridos.

Na região Norte, destaca-se a concessão das licenças ambientais (LP e LI) em 10/08/2010 e 04/11/2010, respectivamente, para o empreendimento LT 500 kV Oriximiná / Silves / Lechuga, anteriormente denominado Oriximiná / Itacoatiara / Cariri. Vale registrar que, em novembro de 2010, com atraso de 10 meses em relação ao cronograma original, após a liberação pelo órgão ambiental, foram iniciadas as atividades de mobilização do canteiro de obras para dar início à construção.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Na região Nordeste, a maioria dos empreendimentos ainda depende das licenças ambientais para dar início aos trabalhos de construção.

7.3 – Leilão de Linhas de Transmissão e Subestações

Durante o ano de 2010, as empresas do Sistema Eletrobras participaram dos 3 leilões de transmissão, promovidos pela Aneel, competindo com investidores nacionais e internacionais. O sucesso obtido pelo Sistema Eletrobras nos leilões demonstra a força e a competência das empresas, arrematando 10 dos 20 lotes leiloados, compreendendo um total de 519 km de linhas de transmissão, que representam cerca de 34 % do total ofertado (1.511 km). A operacionalização desses empreendimentos propiciará ao Sistema Eletrobras Receitas Anuais Permitidas (RAP) de cerca de R\$ 36,09 milhões, correspondentes a empreendimentos próprios. Destaca-se também a participação nos leilões acima das empresas do Sistema Eletrobras em parceria com empreendedores privados, que propiciará uma RAP proporcional à participação societária no montante aproximado de R\$ 1,62 milhão.

7.4 – Interligações Fronteiriças

O Sistema Eletrobras opera quatro interligações com países vizinhos:

Interligação com o Paraguai – composta de quatro linhas de transmissão que interligam a usina hidrelétrica binacional de Itaipu à subestação Margem Direita, no Paraguai, e à subestação Foz do Iguaçu no Brasil. A energia produzida pelo setor paraguaio da usina pode ser fornecida ao Brasil através do sistema de transmissão em corrente contínua, com capacidade de 6.300 MW, desde a subestação de Foz até a subestação de Ibiúna, em São Paulo.

Interligação com o Uruguai – formada pela estação conversora de frequência de Rivera, com capacidade de 70 MW, e por uma linha de transmissão em 230 kV que interliga a conversora à subestação de Livramento, no Brasil.

Os Ministérios das áreas de energia do Brasil e Uruguai firmaram, em julho de 2006, o Memorando de Entendimentos com o objetivo de fortalecer a integração energética entre os dois países, mediante a construção de uma interligação de grande porte, com capacidade de 500 MW, que consiste na construção dos seguintes empreendimentos:

Do Lado Brasileiro:

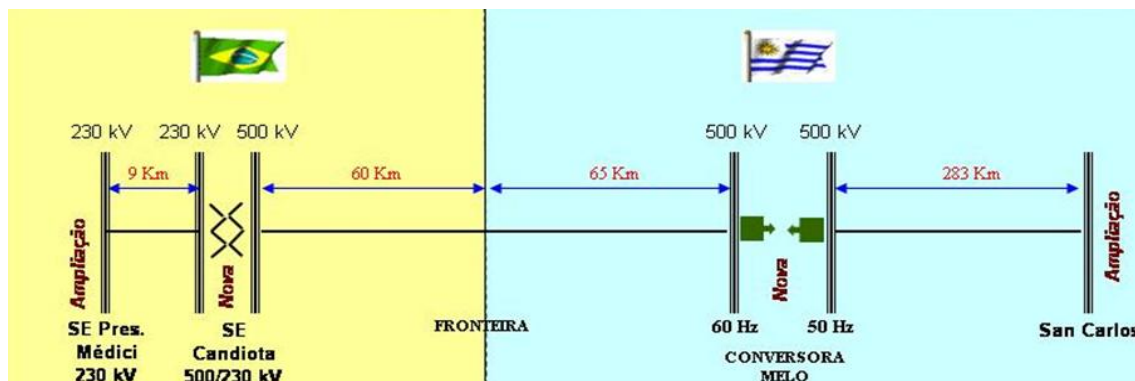
- Ampliação da subestação Presidente Médici (uma entrada de linha de 230kV);
- Construção de linha de transmissão em 230 kV, com nove quilômetros de extensão, entre a subestação Presidente Médici e a subestação Candiota;
- Construção de uma nova subestação Candiota 500/230 kV – 672 MVA;
- Construção de linha de transmissão em 500 kV, com sessenta quilômetros de extensão, entre a subestação Candiota e a fronteira com o Uruguai.

Do Lado Uruguaio:

- Construção de linha de transmissão em 500 kV, com 65 quilômetros de extensão, entre a fronteira com o Brasil e a SE Conversora Melo;
- Construção da subestação Conversora Melo - 60/50 Hz – 500MW;
- Construção de linha de transmissão em 500 kV, com 283 quilômetros de extensão, entre a subestação Conversora Melo e a subestação San Carlos;
- Ampliação da subestação San Carlos.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Abaixo segue o esquema da interligação:



O empreendimento do lado brasileiro está sob a responsabilidade da Eletrobras e do lado uruguaio a cargo da UTE, conforme definido no contrato ECE-554/2010, celebrado entre a Eletrobras e a UTE em 16 de março de 2010. Cabe destacar que esse é o primeiro empreendimento que será integralmente implantado pela Eletrobras na qualidade de proprietária da instalação, conforme estabelecido na Resolução Autorizativa da ANEEL nº 2.280/2010 de 23 de fevereiro de 2010.

Em 2010, foram desenvolvidas as atividades relacionadas à elaboração de Projeto Básico das LT e das Subestações, bem como os trabalhos relacionados ao processo de licenciamento ambiental. A energização do empreendimento está prevista para fevereiro de 2013, conforme estipulado no contrato celebrado com a UTE, já mencionado.

Interligação com a Argentina – é feita através da estação conversora de frequência de Uruguaiana, situada no Brasil, com capacidade de 50 MW, e a linha de transmissão em 132 kV, que interliga a subestação de Uruguaiana à subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

Interligação com a Venezuela – é feita por meio de uma linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200 MW, que interliga a cidade de Boa Vista, no estado de Roraima, à cidade de Santa Elena, na Venezuela.

7.5 – Comercialização de Energia Elétrica

Empresas Eletrobras	2010		2009	
	MWh	R\$ milhões	MWh	R\$ milhões
CGTEE	4.463.495	590	2.136.371	212
Eletronorte	52.258.019	4.384	53.620.173	3.416
Chesf	56.048.205	4.356	55.150.430	3.710
Furnas	43.350.532	3.124	43.316.368	2.858
*Eletronuclear	13.361.400	1.782	11.876.917	1.677
Total	169.481.651	14.235	166.100.259	11.873

*Toda energia produzida pela Eletronuclear é adquirida por Furnas.

UHE ITAIPU

Compradores	2010	
	MWh	US\$ milhões
Ande	7.272.103	198,4
Eletrobras	78.030.525	3.092,6
Total	85.302.628	3.291,0

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

8 – ATIVIDADES INTERNACIONAIS

8.1. Orientação Estratégica e Foco das Atividades

O processo de internacionalização da Eletrobras tem como objetivo básico apoiar o aumento do valor da companhia. As atividades no exterior, em 2010, visaram à construção de uma carteira de ativos rentáveis, aproveitando os fatores de escala e as competências essenciais do Sistema Eletrobras na produção de energia limpa e na transmissão de eletricidade. Em uma perspectiva de longo prazo, esse processo deverá permitir uma ampliação da participação da empresa nos mercados de energia elétrica em termos globais, preservando sua importância relativa no contexto mundial do setor.

Do ponto de vista geográfico, os principais esforços de prospecção em 2010 se concentraram nas Américas do Sul, Central e do Norte. Pontualmente, examinaram-se, ainda, oportunidades de investimento em outros continentes, principalmente nos países de língua portuguesa na África subsaariana.

Na América do Sul, a integração regional é incipiente e concentrada no Cone Sul e na Região Andina, oferecendo oportunidades de investimentos futuros em projetos de transmissão e em projetos de geração hidrelétrica e eólica, dentro de uma perspectiva de integração dos sistemas do subcontinente. Em geração hidrelétrica especificamente, há oportunidades de projetos não apenas para o atendimento dos mercados locais, como também para a exportação de energia, além de projetos binacionais. Três países apresentam atualmente maiores perspectivas para projetos de geração e têm sido mais diretamente acompanhados: Argentina, Colômbia e Peru.

Na América Central por sua vez, os avanços em integração hoje em curso podem permitir investimentos em expansão ou reforço do sistema de transmissão atual e oferecem oportunidade de projetos de geração com atendimento regional, além da região poder ser considerada como porta para uma futura integração Norte-Sul. Nesses países, a Eletrobras tem buscado identificar e desenvolver projetos de geração hidrelétrica que possam ajudar a limpar a matriz energética regional. A utilização predominante de combustível fóssil, na maioria desses países, abre boas perspectivas para implantação de aproveitamentos hidrelétricos, tanto pelo aspecto do meio ambiente, quanto pelo valor final de tarifas a ofertar à sociedade.

Na América do Norte, a orientação do governo dos EUA para energia limpa e renovável atrairá elevado volume de investimentos, não só em geração como também em transmissão; além disso, o país possui grandes sistemas não completamente interligados, havendo sinalizações na direção de sua interligação. A Eletrobras tem ali também prospectado alternativas de negócios tanto pelas oportunidades de investimentos em transmissão, como pela possibilidade de acompanhamento direto e absorção do avanço tecnológico em andamento no setor elétrico daquele país, em particular nas novas formas de geração renovável.

9 – INVESTIMENTOS

A seguir os projetos de grandes vultos de 2010 que mais se destacaram em relação a 2009: modernização da UHE Luis Carlos Barreto (MG) com a realização acima de 100% (Eletrobras Furnas); manutenção do sistema de geração de energia elétrica no Nordeste com a realização superior em 60% (Eletrobras Chesf); reforços e melhorias no sistema de transmissão na região Nordeste com acréscimo de 72% (Eletrobras Chesf); manutenção do sistema de transmissão no Nordeste com aumento de 80% (Eletrobras Chesf); substituição do grupo de geradores a vapor da usina de Angra I com realização de 100% (Eletrobras Eletronuclear); Implantação da usina termonuclear de Angra III no Rio de Janeiro com uma variação superior de 100% (Eletrobras Eletronuclear); implantação da usina de Candiota III-Fase C

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

com acréscimo acima de 100% (Eletrobras CGTEE); implantação da usina hidrelétrica de Mauá a maior em 62% (Eletrobras Eletrosul); programa Luz para Todos com acréscimo de 196% (Eletrobras Distribuição Rondônia); programa Luz para Todos com aumento de 198% (Eletrobras Distribuição Piauí); infraestrutura de apoio superior ao ano de 2009 devido à aquisição do terreno para sede própria (Eletrobras); programa Luz para Todos com acréscimo de 79% (Eletrobras Amazonas Energia).

Natureza dos Investimentos - R\$ milhões	2010	2009	%
Geração	2.815	2.621	7,4
Transmissão	1.257	1.755	-28,4
Distribuição	822	518	58,7
Qualidade Ambiental	50	42	19
Pesquisa	16	18	-11,1
Infraestrutura	319	237	34,6
Total	5.279	5.191	1,7

9.1 – Recursos Ordinários

Os recursos ordinários, na forma de empréstimos e financiamentos aplicados em 2010, nas empresas controladas e distribuidoras, totalizaram R\$ 7,2 bilhões, conforme a seguir:

Aplicações	Liberações		Total
	Econômica	Financeira	
Empréstimos/Financiamentos:	R\$ milhões	R\$ milhões	R\$ milhões
Empresas Distribuidoras			
ED Amazonas	-	390	390
ED Roraima	-	-	-
ED Alagoas	32	45	77
ED Piauí	-	169	169
ED Rondônia	42	29	71
ED Acre	103	41	144
Controladas	R\$ milhões	R\$ milhões	R\$ milhões
CGTEE	165	324	489
Chesf	-	6	6
Eletronorte	313	796	1.109
Eletronuclear	3.309	261	3.570
Eletrosul	-	698	698
Furnas	-	517	517
Itaipu	-	26	26
TOTAL	3.964	3.302	7.266

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10 – GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

Desempenho Econômico-Financeiro

Eletrobras alcançou um lucro de R\$ 2.247 milhões em 2010, equivalente a R\$ 1,99 por ação. No mesmo período do exercício de 2009, a empresa lucrou R\$ 911,5 milhões, equivalente a R\$ 0,80 por ação, o que representa um crescimento de 147% no seu resultado anual.

A receita financeira líquida, fundamentalmente decorrentes dos financiamentos e empréstimos concedidos, gerou um ganho de R\$ 2.157 milhões, representando, no entanto, uma queda de 44% no nível das receitas dessa natureza em relação ao exercício anterior.

Nos 12 meses de 2010, a Eletrobras registrou perda cambial de R\$ 469 milhões, contra uma perda de R\$ 4.619 milhões no exercício de 2009. No tocante às variações monetárias decorrentes dos níveis internos de preços, no exercício de 2010 a Companhia verificou um ganho de R\$ 717 milhões, enquanto que, em 2009, foi apurado um ganho de R\$ 175 milhões.

10.1 – Lucro Líquido Consolidado (Eletrobras e Controladas)

Empresas Eletrobras	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras <i>Holding</i>	2.248	911
Eletrobras Eletronorte	140	585
Eletrobras Eletronuclear	-135	218
Eletrobras Eletropar	23	17
Eletrobras Eletrosul	68	214
Eletrobras Furnas	636	358
Eletrobras CGTEE	41	128
Eletrobras Chesf	2.177	906
Itaipu	441	670
Amazonas Energia	-1.315	-225
ED Alagoas	-43	34
ED Rondônia	-69	-111
ED Piauí	14	-10
ED Acre	13	-10

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10.2 – Receita Operacional

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras Holding	4.085	4.666
Eletrobras Furnas	6.835	6.112
Eletrobras Chesf	5.854	4.811
Eletrobras Eletrosul	1.063	953
Eletrobras Eletronorte	4.637	3.644
Eletrobras Eletropar	31	21
Eletrobras Eletronuclear	1.672	1.573
Eletrobras CGTEE	527	190
ED Alagoas	706	695
ED Rondônia	637	659
ED Piauí	851	549
ED Acre	193	198

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Receita Operacional Líquida - R\$ milhões			
	2010	2009	%
Operações com Energia Elétrica	25.549	21.935	16,48
Participações Societárias	670	1.571	-57,37
Outras	1.201	1.206	-0,48
Total	27.419	24.712	10,96

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

10.3 – Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras Holding	3.465	3.650
Eletrobras Furnas	5.802	5.612
Eletrobras Chesf	3.051	3.346
Eletrobras Eletrosul	811	571
Eletrobras Eletronorte	4.126	3.233
Eletrobras Eletropar	6	5
Eletrobras Eletronuclear	1.284	1.155
Eletrobras CGTEE	503	283
ED Alagoas	754	649
ED Rondônia	630	638
ED Piauí	901	595
ED Acre	173	198

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Custos não Controláveis/R\$ milhões			
	2010	2009	%
Energia elétrica comprada para revenda	4.315	3.581	20,49
Uso da rede elétrica	1.354	1.263	7,16
Remuneração e ressarcimento	1.087	1.188	-8,48
Resultado a compensar de Itaipu	441	670	-34,14
Total (1)	7.197	6.703	7,38

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Custos Controláveis/R\$ milhões			
	2010	2009	%
Pessoal, material e serviços	7.371	6.486	13,64
Combustível para produção de energia elétrica	744	756	-1,66
PASEP e COFINS	1.711	1.532	11,73
Depreciação e amortização	1.592	1.624	-1,96
Provisões operacionais	1.530	2.140	-28,54
Doações e contribuições	261	238	9,68
Construção	2.953	1.724	71,32
Outras	1.359	989	37,46
Total (2)	17.522	15.490	13,12
Total Geral	24.719	22.192	11,39

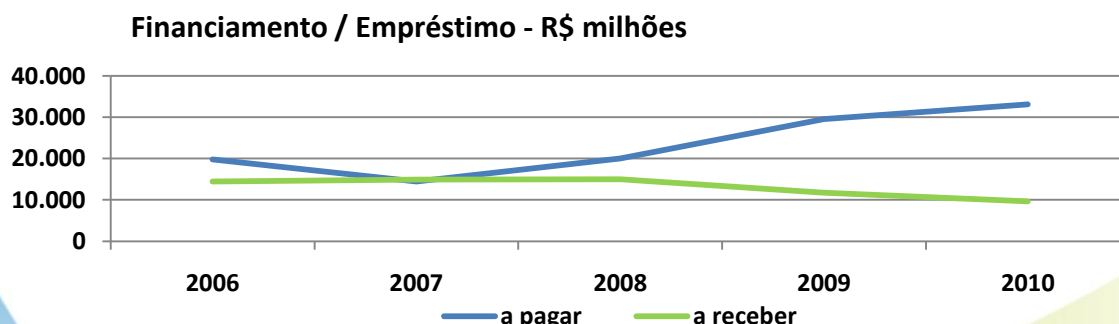
O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

10.4 – Receita por Segmento de Negócio

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Geração	15.990	14.840
Transmissão	4.693	3.504
Distribuição	2.906	2.490
Outros	11.990	12.224

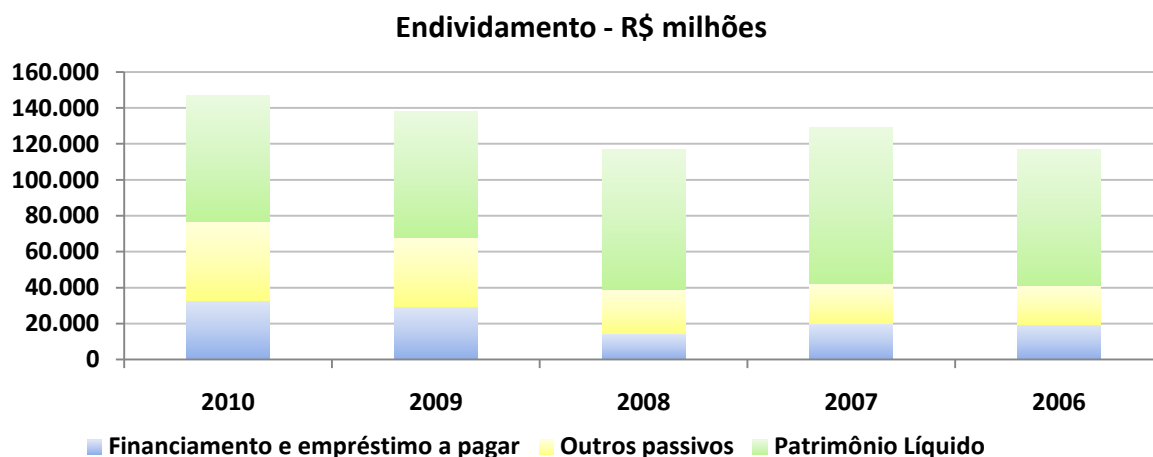
O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

10.5 – Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado



O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Fluxo do Financiamento – R\$ milhões					
	2012	2013	2014	2015	Após 2015
Endividamento	456	566	713	1.586	27.949

Financiamentos e Empréstimos Concedidos às Controladas

Empresas Eletrobras:	Saldo em 31/12/2010 (R\$ milhões)	Saldo em 31/12/2009 (R\$ milhões)
CGTEE	920	782
Chesf	154	254
Eletronorte	3.794	3.439
Eletronuclear	893	3.313
Eletrosul	774	670
Furnas	1.599	1.336
Itaipu	11.343	12.970

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

10.6 – Resultado Primário

Em 30 de dezembro de 2010, foi sancionada a Lei nº 12.377 alterando o artigo 2º e o anexo IV da Lei nº 12.017, de 12 de agosto de 2009, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2010 e o artigo 2º e o anexo III da Lei 12.309, de 9 de agosto de 2010, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2011. Dessa forma, as empresas Eletrobras foram excluídas da meta do resultado primário nos exercícios de 2010 e 2011.

11 – CAPTAÇÃO DE RECURSOS

A Eletrobras concluiu, em novembro de 2010, a contratação de um empréstimo sindicalizado, de US\$ 500 milhões, na modalidade A/B Loan, junto à Corporación Andina de Fomento (CAF) e os bancos BBVA, HSBC, Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Bank of Tokyo-Mitsubishi. A operação foi estruturada de tal forma que a Parte A, de US\$ 125 milhões, ficou sob a responsabilidade da CAF, enquanto que a Parte B, de US\$ 375 milhões, foi aportada por um sindicato formado pelos cinco bancos

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

acima mencionados. O empréstimo na modalidade A/B Loan apresenta um prazo de liquidação de 10 anos para a Parte A e de 7 anos para a Parte B.

Os recursos obtidos irão compor o Fundo de Financiamento às Controladas (FFC). O Fundo foi criado em 2007, a fim de prover os recursos necessários ao financiamento do programa de investimentos do Sistema Eletrobras.

Durante o ano de 2010, foi dada continuidade às negociações para contratação de empréstimo junto ao *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), no valor de € 24 milhões, com aval da União.

Em 2010, também, foi dado prosseguimento à contratação de empréstimo com o Bird, cujos recursos serão destinados ao Programa de Investimentos nas Empresas de Distribuição da Eletrobras – Projeto Energia +. Foi obtida a aprovação do Senado Federal, mediante os termos da Resolução nº 58, de novembro de 2010, para a contratação de empréstimo, no valor de até US\$ 495 milhões, com aval da União.

Negociações junto à Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) estão em desenvolvimento, com vistas à contratação de operação de empréstimo. A AFD formalizou à Eletrobras uma proposta de financiamento no valor de US\$ 134 milhões, sem aval da União, destinados ao *funding* de projetos relacionados a energias renováveis e eficiência energética.

Os recursos obtidos serão destinados ao Fundo de Financiamento às Controladas (FFC) e depois utilizados como *funding* para projetos que sejam elegíveis pelos critérios de seleção da AFD. A agência concorda em financiar o aporte de capital em projetos de energias renováveis, linhas de transmissão e subestações.

Assim, após as aprovações da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, iniciaram-se as gestões junto aos órgãos competentes, como a Secretaria de Assuntos Internacionais (Seain) e a Secretaria do Tesouro Nacional (STN). Em paralelo, encontra-se em análise o instrumento contratual entre Eletrobras e AFD. A contratação está pendente de autorização da STN.

Foi dado início à obtenção das autorizações governamentais para contratação de financiamento externo pela Eletrobras, destinado à aquisição de equipamentos estrangeiros para a usina de Angra 3, em fase de construção. O financiamento externo será obtido pela Eletrobras, e negocia-se o aval da União para a referida operação.

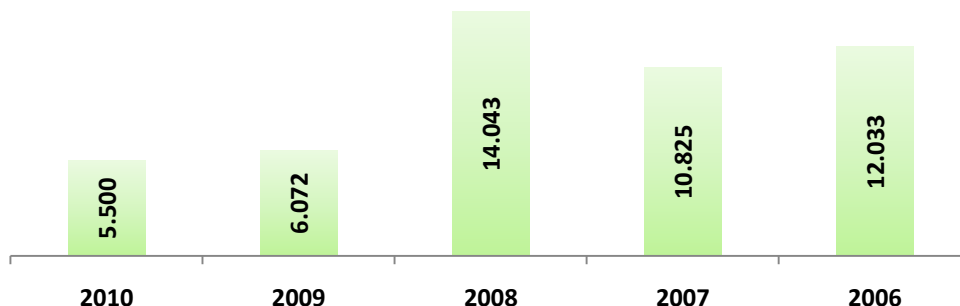
12 – VALOR ADICIONADO CONSOLIDADO

Distribuição do Valor Adicionado %		
	2010	2009
Terceiros	45,83%	111,35%
Acionistas	40,87%	2,81%
Pessoal	7,14%	5,99%
Governo	6,15%	-20,15%

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Valor Adicionado - R\$ milhões



O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

13 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O empréstimo compulsório, instituído pela Lei 4.156/1962, com a finalidade de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi cobrado e recolhido de diversos tipos de consumidores em sua primeira fase. Mas, com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, o mesmo passou a ser cobrado e recolhido apenas dos consumidores industriais com consumo mensal superior a 2.000 kWh. Estas cobranças eram feitas através das faturas de energia elétrica emitidas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. O montante anual dessas contribuições, a partir de 1977, passou a constituir crédito escritural, nominal e intransferível, sempre em 1º de janeiro do ano seguinte do recolhimento, identificado pelo Código de Identificação do Contribuinte do Empréstimo Compulsório (CICE).

Dando continuidade à política de atendimento aos acionistas oriundos da capitalização dos créditos do empréstimo compulsório, no exercício de 2010, a Eletrobras implantou, no sistema escritural do Banco Bradesco S.A., o montante de 976.439 ações preferenciais da classe “B”, que eram avaliadas, em dezembro de 2010, ao valor de mercado a R\$ 26.129.507,64. Depois, enviou-as às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$ 4.454.640,58, referente aos juros da correção dos créditos do empréstimo compulsório.

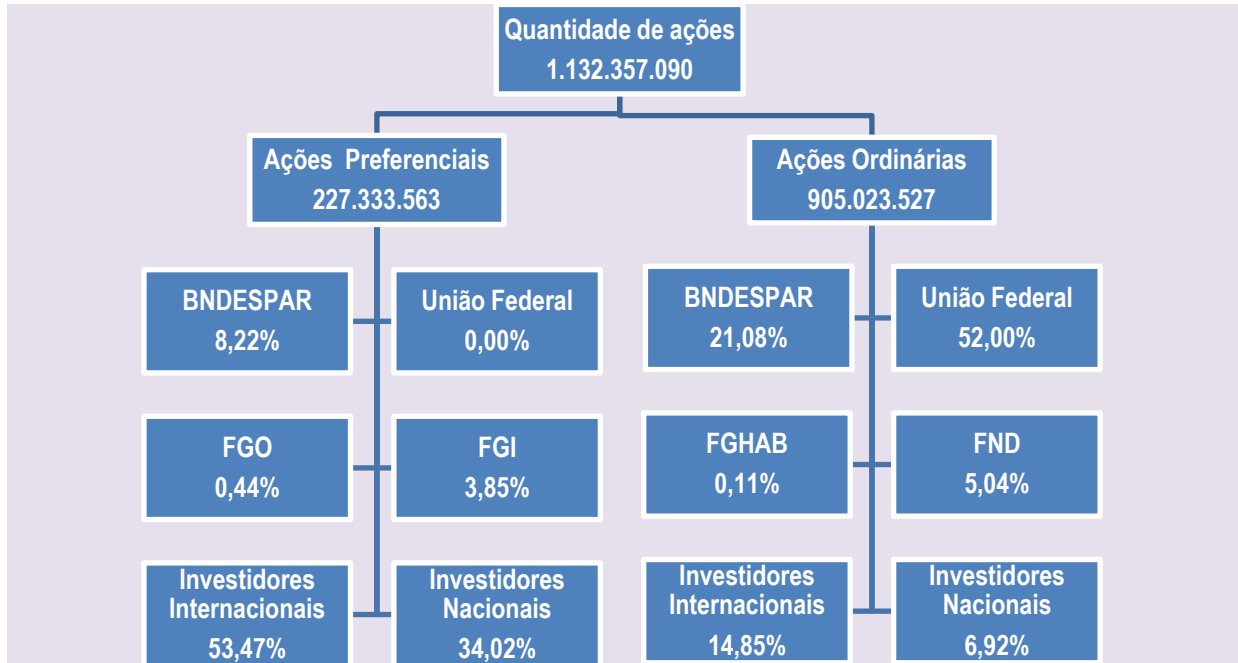
14 – AUDITORES INDEPENDENTES

Empresas Eletrobras	Auditor Independente
CGTEE	PricewaterhouseCoopers
Chesf	PricewaterhouseCoopers
Eletronorte	PricewaterhouseCoopers
Eletronuclear	PricewaterhouseCoopers
Eletropar	PricewaterhouseCoopers
Eletrosul	PricewaterhouseCoopers
Furnas	PricewaterhouseCoopers
Amazonas Energia	PricewaterhouseCoopers
ED Acre	PricewaterhouseCoopers
ED Alagoas	PricewaterhouseCoopers
ED Piauí	PricewaterhouseCoopers
ED Rondônia	PricewaterhouseCoopers
ED Roraima	PricewaterhouseCoopers
Itaipu	BDO Trevisan

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

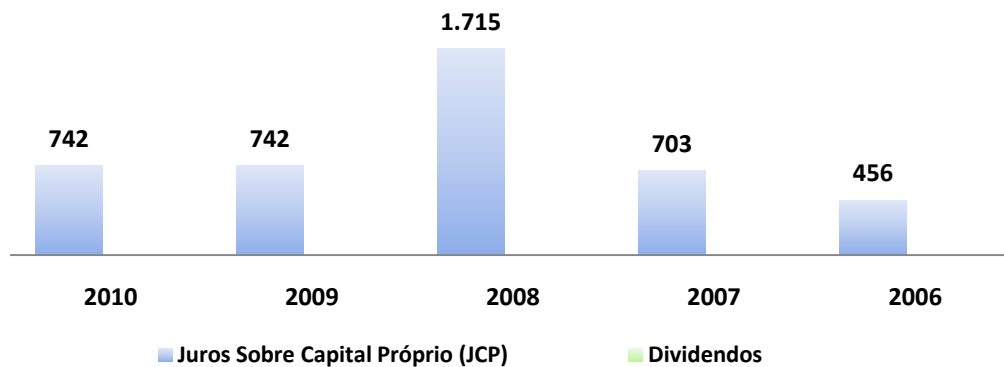
15 – MERCADO DE CAPITAIS

15.1 – Base acionária em 31/12/2010



15.2 – Remuneração aos Acionistas

Remuneração aos Acionistas – R\$ Milhões



15.3 – Análise das Ações da Eletrobras

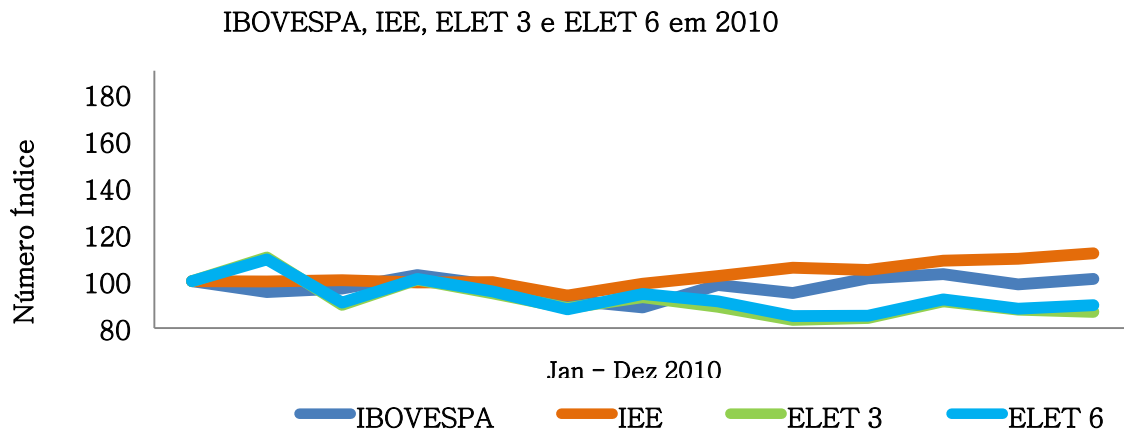
Ao longo do ano de 2010, as ações ordinárias apresentaram uma desvalorização de 13,10%. A cotação mais alta foi verificada no dia 22 de janeiro, R\$ 30,68, enquanto que a mais baixa, R\$ 20,42, foi registrada em 6 de maio.

As ações preferenciais, por sua vez, desvalorizaram-se 10,25%. No dia 22 de janeiro, tiveram o maior valor de negociação no ano, R\$ 34,05. Já em 6 de maio apresentaram seu valor mínimo, R\$ 24,57.

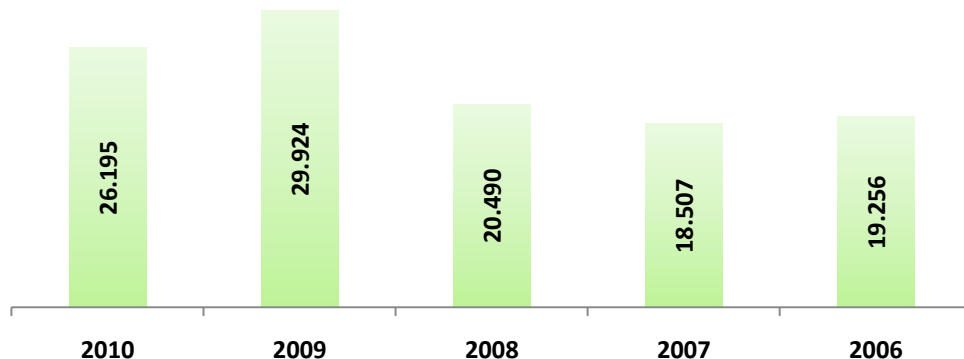
Essa desvalorização dos ativos reduziu o valor de mercado da empresa em 27,46%, passando dos R\$ 40.100 milhões no final de 2009 para R\$ 26.211 milhões, em 2010.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

O volume negociado ao longo do ano totalizou 195.023.600 ações preferenciais e 281.931.100 ações ordinárias, com um índice de presença de 100%.



15.4 – Valor de Mercado



15.5 – Rating (classificação de risco)

A classificação de risco da Eletrobras, segundo a agência de classificação de riscos Standard & Poor's, está relacionada diretamente com a classificação de risco obtida pelo país, por ser a União o acionista majoritário da empresa. Vista como uma extensão do governo federal, a empresa obteve classificação BBB- para negócios em moeda estrangeira e BBB+ para negócios em moeda local, com perspectiva estável.

Como justificativas para as notas de crédito atribuídas à Eletrobras podemos apontar os seguintes fatores:

- Atuação como agente financeiro responsável pelo financiamento à expansão dos investimentos das subsidiárias, além de agente gestor dos ativos sob controle da União;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

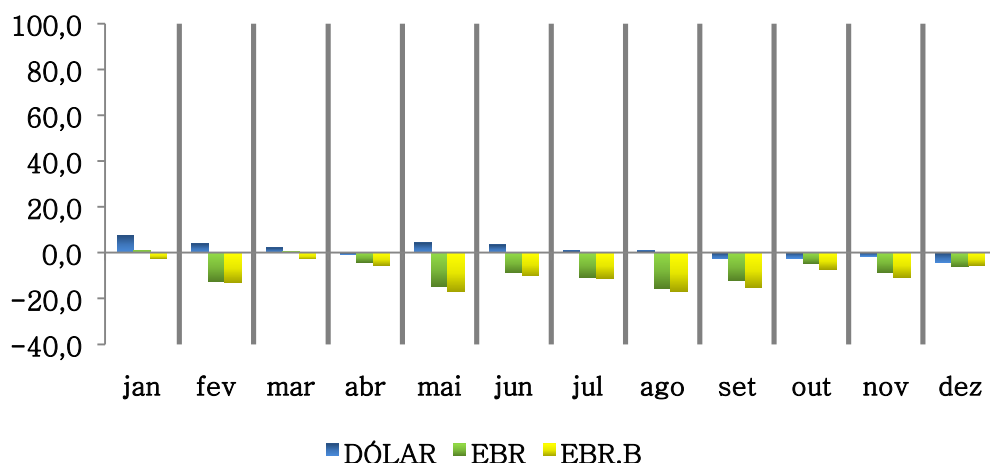
- Forte liquidez e grande base de ativos, além da forte participação acionária do governo federal na sua estrutura acionária.

No ano de 2010 a empresa realizou uma emissão de bônus de US\$ 1,0 bilhão, o qual recebeu o *rating* das agências Standard and Poor's e Fitch.

15.6 – Programa de ADRs - Bolsa de Valores de Nova Iorque

No ano de 2010, os ADRs das ações ordinárias da Eletrobras (EBR) registraram uma cotação máxima de US\$ 16,64 no dia 22 de janeiro. O valor mínimo registrado foi de US\$ 10,94 no dia 6 de maio. Essa ação encerrou o ano cotada a US\$ 13,74, obtendo uma desvalorização de 6,08 % em relação a dezembro de 2009, quando fechou cotada a US\$ 14,63.

Os ADRs de ações preferenciais da Eletrobras (EBR. B) apresentaram o valor mais alto no dia 11 de janeiro, US\$ 18,83. O valor mínimo registrado dessas ações ocorreu no dia 6 de maio, quando a cotação atingiu US\$ 13,08. Essa ação encerrou o ano cotada a US\$ 16,65 com uma desvalorização de 5,4% em relação ao fechamento de dezembro de 2009, quando fechou cotada a US\$ 17,6.

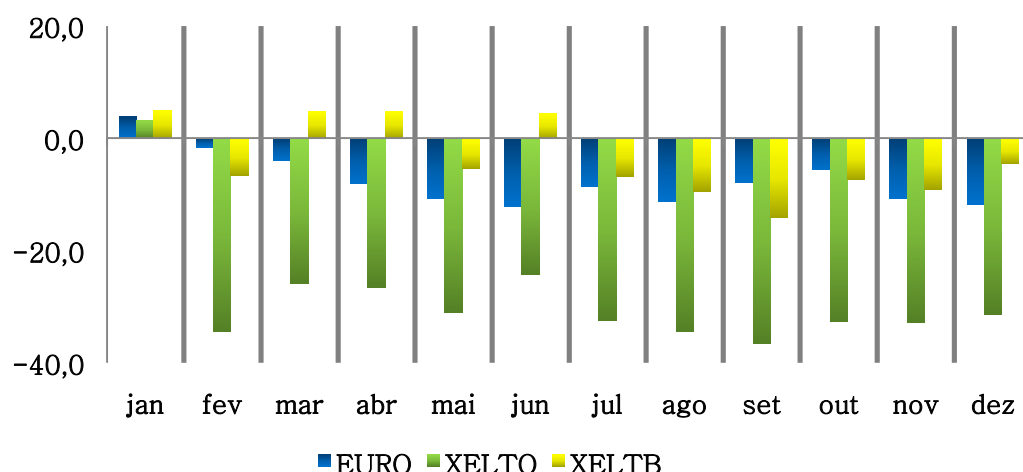


15.7 – Programa Latibex - Bolsa de Valores de Madrid

As ações ordinárias do programa Latibex (XELTO) obtiveram, no ano de 2010, uma desvalorização de 31,32%, visto que em dezembro deste ano fechou a € 10,11 e, em dezembro de 2009, fechou a € 14,72.

As ações preferenciais do programa Latibex (XELT) encerraram o ano de 2010 cotadas em € 12,19. Em dezembro de 2009, esse ativo fechou em € 12,76, o que reflete uma desvalorização de 4,47%.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



15.8 – Relacionamento com Acionistas e Investidores

Em conformidade com sua política de prestação de informações ao mercado e das regras do Nível 1 de governança corporativa da BM&FBovespa, a empresa realiza, semestralmente, reuniões nas Apimecs regionais do país: RJ, SP, MG, DF, Sul e Nordeste. Inclusive, recebeu certificados de assiduidade em todas as praças citadas. Ademais, a área de Relações com Investidores, anualmente, realiza reuniões na Europa e nos Estados Unidos (*Roadshows*) com o objetivo de apresentar a companhia aos investidores estrangeiros. Em Nova Iorque, presença no Brazil Day e realização do Eletrobras Day e, em Madri, participação no Fórum Latibex.

16 – GESTÃO DE FUNDOS E PROGRAMAS SETORIAIS DE GOVERNO

16.1 – Reserva Global de Reversão (RGR)

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pela Lei 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são aplicados na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal. Com o advento da MP 517/2010, artigo 16, a cobrança das quotas da RGR foi prorrogada até o final do exercício de 2035.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a Eletrobras aplicou no exercício financeiro de 2010 o montante de R\$ 1.634 milhão. A movimentação referente aos ingressos e às aplicações desses recursos está apresentada nos quadros a seguir:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho
Ingressos e aplicações em 2010

Movimentação		Em R\$ milhões
Ingressos:		3.126
Arrecadação de quotas		1.590
Outros		1.536
Aplicações:		1.634
Financiamentos		1.049
Outras		585
Região	Financiamento Liberado - R\$ milhões	%
Norte	320	30,5
Nordeste	166	15,8
Centro-Oeste	138	13,2
Sul	248	23,6
Sudeste	177	16,9
TOTAL	1.049	100,0

Linhas de crédito

Programa	Liberações – R\$ milhões	%
Luz para Todos	454	43,3
Reluz/Conservação	45	4,3
Geração	184	17,5
Transmissão	279	26,6
Distribuição	72	6,9
Revitalização de Parques Térmicos	15	1,4
Outros	0	0,0
TOTAL	1.049	100,0

16.2 – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A CDE foi criada pela Lei 10.438/2002, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados. Além disso, promove também a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Para compensar as concessionárias de energia elétrica pela redução de receitas oriundas do atendimento aos consumidores da subclasse residencial baixa renda, foi criada a subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Em 2010, foram liberados, a título de subvenção, R\$ 3.247 milhões, sendo R\$ 1.679 milhão para baixa renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 1.568 milhão para o Programa Luz para Todos.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Ingressos e aplicações em 2010:

Movimentação	R\$ milhões
Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel:	3.976
Arrecadação de quotas	3.127
Outros	849
Aplicações:	3.846
Subvenção Luz para Todos	1.568
Subvenção Baixa Renda	1.679
Outras	599

16.3 – Conta de Consumo de Combustível (CCC)

O fundo CCC foi criado na década de 70 para atender ao Sistema Interligado Nacional, passando a considerar a cobertura dos sistemas isolados em 1992. Tendo inicialmente a finalidade de cobrir parte dos custos com a aquisição de combustíveis, passou também a considerar, a partir de 1998, a cobertura com os empreendimentos sub-rogados ao fundo, com intuito de buscar a economicidade e a substituição de derivados de petróleo.

Em julho de 2009, foi editada a MP 466/2009, que deu origem à Lei 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto 7.246/2010, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos sistemas isolados e que alterou diversos dispositivos legais relacionados ao fundo setorial CCC. Em linhas gerais, a Lei determina que o Fundo Setorial CCC, que hoje reembolsa parte dos custos com combustível, passe a reembolsar parte do custo da geração de energia. Importante destacar que, a partir da Lei 12.111/2009, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades do fundo setorial CCC.

Em 2010, o fundo operou apenas na cobertura de parte dos custos com combustíveis e dos empreendimentos sub-rogados, uma vez que a normatização da lei ainda não foi concluída pela Aneel. Para tal, foram arrecadados, por meio das quotas mensais das empresas distribuidoras, transmissoras e permissionárias, cerca de 3,9 bilhões de reais. Esse valor, com o acréscimo de cerca de 130 milhões de reais, provenientes de multas, parcelamentos, aplicações e outros, permitiu repasses da ordem de 3,6 bilhões de reais, sendo 120 milhões de reais para as sub-rogações e o restante para os combustíveis.

A diferença entre o valor arrecadado e o valor reembolsado foi direcionada para uma conta de reserva, como determinado pela Aneel, iniciando a formação de um fundo para o pagamento das diferenças devidas quando da aplicação da Lei 12.111/2009.

16.4 – Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente (Reluz)

O programa Procel Reluz, de abrangência nacional, consiste na implementação de projetos de eficiência energética nos sistemas de iluminação pública e sinalização semaforica, por meio de substituição de lâmpadas incandescentes, mistas e a vapor de mercúrio por lâmpadas a vapor de sódio à alta pressão e vapor metálica, que são mais eficientes. No caso da sinalização semaforica, substituem-se as lâmpadas incandescentes por sistemas que utilizam diodos emissores de luz (LEDs), com maior vida útil e consumo de energia até 90% menor.

O programa beneficiou dez municípios em 2010, tornando eficientes 89.559 pontos, o que resultou em uma economia de energia de 29,9 mil MWh/ano e uma redução na demanda de 6,8 mil kW. Esse resultado foi possível a partir de investimentos que totalizaram R\$ 33,1 milhões, cabendo à Eletrobras o financiamento de R\$ 24,8 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Destaca-se ainda um aumento de 74% nos valores financeiros da carteira de projetos do Procel Reluz entre o final do exercício de 2009 até o mesmo período de 2010, passando de aproximadamente R\$ 371,6 milhões para R\$ 646,6 milhões.

Em 2010, a Eletrobras liberou, com recursos da RGR, mais de R\$ 45 milhões para projetos do Procel Reluz, representando um aumento de 61% em relação ao mesmo período de 2009.

Desde o início do programa, já foram implementados mais de 2,34 milhões de pontos com investimento total da ordem de R\$ 510 milhões. A energia total já economizada é de 827 mil MWh/ano, com uma redução 190,8 mil kW de demanda no horário de ponta do sistema elétrico.

Segue, por região, a utilização dos recursos investidos no programa Reluz, no ano de 2010:

Região	C.Oeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	TOTAL
Recursos – R\$ milhão	2,787	-	1,762	8,275	20,278	33,102

Região	C.Oeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	TOTAL
Número de pontos	7.891	-	4.058	27.114	50.496	89.559

Região	C.Oeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	TOTAL
Redução demanda - kW	491	-	125	2.857	3.350	6.823

16.5 – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

O Programa Nacional de Conservação de Energia (Procel) é o programa do governo federal, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país e o combate ao seu desperdício. A Eletrobras, na função de Secretaria Executiva do Procel, é a responsável pelo planejamento e execução das ações do programa, fornecendo o suporte técnico e financeiro para seu funcionamento. Os benefícios gerados pelo programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos evitados na expansão do setor, que se revertem em benefícios para a sociedade.

Em 2010, com investimentos de aproximadamente R\$ 9.580 mil, excluindo recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) já mencionados no programa Procel Reluz, o Procel desenvolveu projetos que contribuíram para uma economia de energia na ordem de 6,16 mil GWh. Este resultado é equivalente ao consumo anual de energia elétrica de aproximadamente 3,1 milhões de residências, representando um investimento postergado no setor elétrico de R\$ 3,6 bilhões. Estes recursos são passíveis de serem alocados em outros projetos, como por exemplo, a área social ou de infraestrutura.

Instituído em 1993, o Selo Procel de Economia de Energia destaca anualmente, para o consumidor, os eletrodomésticos e equipamentos mais eficientes em suas categorias. A concessão do selo é fruto do trabalho conjunto da Eletrobras/Procel com o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), do Inmetro.

Entre as ações desenvolvidas no âmbito do Selo Procel em 2010, destaca-se sua concessão a 3.778 modelos de 206 empresas diferentes, distribuídos em 31 categorias de equipamentos e eletrodomésticos. O ano de 2010 foi também o primeiro ano de concessão do Selo Procel para televisores de LED no modo espera, reatores eletrônicos para lâmpadas tubulares, condicionadores de ar – tipo *split* cassete – e painéis fotovoltaicos de geração de energia.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

16.6 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) cumpriu seu objetivo principal, de aumentar a participação de empreendimentos com base nas fontes eólica, de biomassa e Pequena Central Hidrelétrica (PCH), no Sistema Interligado Nacional.

A sua implantação contribuiu para a diversificação da matriz energética, além de ter fomentado a geração de cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grandes demandas industriais e internalização de tecnologia de ponta.

A Eletrobras, na condição de agente comercializador de energia e gestor dos contratos no âmbito do Proinfa, destacou, em 2010, a contribuição do programa na diversificação da matriz energética, com a entrada em operação comercial de 21 empreendimentos, divididos em 14 eólicas (321,41 MW), seis PCH (94,20 MW) e uma UTE a biomassa (36 MW), adicionando o total de 451,61 MW de potência ao Sistema Interligado Nacional.

Esses novos empreendimentos, acrescidos aos empreendimentos já em operação, no âmbito do Proinfa, representaram, até 31/12/2010, o montante de 113 usinas implantadas e acrescentaram ao país 2.484,07 MW de capacidade instalada.

16.7 – Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz Para Todos

O programa Luz para Todos, institucionalizado pelo Decreto nº 4.873, de novembro de 2003, visa propiciar, até o ano de 2011, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

No ano de 2010, foram realizadas 419.204 novas ligações no âmbito do programa, acumulando um montante de 2.654.536 ligações efetuadas, o que corresponde a um total de mais de 13 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para 2010, foram realizados 72,5% da meta global de 578.429 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

17 – PESQUISA, DESENVOLVIMENTO e INOVAÇÃO

17.1 – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel)

O Eletrobras Cepel é o executor central de programas e projetos de P&D+I para as empresas Eletrobras. Foi criado em 1974, fruto de uma visão estratégica da Eletrobras, tendo como principal objetivo a formação de uma infraestrutura de pesquisa para o desenvolvimento da tecnologia avançada em equipamentos e sistemas elétricos no país.

Os beneficiários da atuação do Centro transcendem o Sistema Eletrobras. Entre eles, estão o MME e entidades setoriais como a EPE, o ONS, a CCEE e a Aneel, além de concessionárias e fabricantes.

O Eletrobras Cepel possui um acervo de metodologias e programas computacionais em constante aperfeiçoamento e desenvolvimento, que é aplicado no planejamento da expansão da geração e da transmissão, na operação de sistemas hidrotérmicos interligados e na operação da rede básica, sendo largamente utilizados em todo o setor elétrico.

Desenvolve também estudos e pesquisas que geram tecnologias para a transmissão, permitindo, por exemplo, aumento da capacidade, redução das faixas de passagem e melhores traçados para a instalação de linhas; monitoramento e diagnóstico de equipamentos, visando à otimização de

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

investimentos e à segurança na operação; conservação e uso eficiente de energia; e metalurgia e materiais. Dá apoio tecnológico a importantes programas e projetos governamentais, como Luz para Todos, Proinfa, Procel e Reluz, colaborando também na elaboração dos planos de expansão de energia.

O Cepel, em 2010, desenvolveu 99 projetos corporativos de P&D para as empresas Eletrobras, sendo: planejamento da expansão da geração e da transmissão (5); meio ambiente (5); hidrologia estocástica, recursos hídricos e ventos (4); planejamento da operação energética (5); planejamento, operação e análise de redes (8); tecnologias Scada/Ems – Sage (6); automação local e análise de perturbações (2); tecnologias de transmissão (11); metalurgia e materiais (7); monitoramento e diagnóstico de equipamentos e instalações (16); conservação e uso eficiente de energia (14); energias renováveis e geração Distribuída (6); distribuição, medição de energia e combate a perdas (3); técnicas computacionais aplicadas à área energética (2); análise financeira de projetos e tarifas (1); confiabilidade (1); qualidade de energia (2) e integração de base de dados (1).

Na garantia do financiamento dos projetos de pesquisa do Centro, as empresas Eletrobras disponibilizaram, por meio de contribuição anual, recursos para o orçamento de 2010, na ordem de R\$ 126 milhões, dos quais R\$ 16 milhões foram investimentos em infraestrutura.

17.2 – Programa de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial (PDTI)

Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)

Em 2010, as empresas do Sistema Eletrobras investiram em projetos de P&D recursos estimados da ordem de R\$ 72,5 milhões. Esse valor, informado pelas empresas nas planilhas de levantamento de dados para o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), corresponde às aplicações em projetos desenvolvidos com recursos das Leis 9.991/2000 e 10.848/2004. No Cepel, foram investidos recursos estimados da ordem de R\$ 198,9 milhões.

Em relação às ações desenvolvidas pela *holding*, destacam-se:

- Planejamento Estratégico Tecnológico
- Inventários de Projetos e Produtos
- Parque Tecnológico de Tucuruí – TUCPARC
- Investimento em Capacitação
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) / Eficiência Energética do Sistema Eletrobras
- Eficiência Energética do Sistema Eletrobras

17.3 – Logística de Suprimento

No contexto da logística de suprimento, a Eletrobras vem atuando diretamente no processo da definição da Política de Logística de Suprimento para o Sistema Eletrobras, cujos principais resultados em 2010 foram: revisão do manual de logística de suprimento, elaboração da metodologia para avaliação de desempenho de fornecedores, elaboração do manual de gestão de fornecedores, elaboração do manual de gestão de contratos, regulamento para procedimento licitatório simplificado da Eletrobras, padronização das especificações técnicas de equipamentos e materiais de transmissão, padronização das especificações técnicas de óleo isolante e gás SF6 etc.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

17.4 – Normas e Qualidade

As principais atividades na área de normas e qualidade em 2010 foram às seguintes:

No âmbito do Comitê Estratégico de Logística de Suprimento do Sistema Eletrobras: adoção de critérios da qualidade, baseados nas normas da família NBR ISO 9000 para fornecimento de produtos, padronização das metodologias de inspeção, sistemática de avaliação de desempenho técnico de fornecedores e implantação da ISO 9001 na cadeia de suprimentos.

18 – DIMENSÃO AMBIENTAL

A dimensão ambiental está inserida nas atividades empresariais como uma variável do processo decisório da empresa, contribuindo para que sejam atingidos os objetivos estratégicos e metas corporativas estabelecidas. Assim, em suporte técnico e institucional aos principais eixos de atuação da *holding*, destacam-se, em 2010, as seguintes atividades na área ambiental.

No desenvolvimento e implementação de projetos de geração e de transmissão: 1) conclusão da etapa de viabilidade do AHE Belo Monte, com a obtenção da Licença Prévia Ambiental; 2) conclusão dos estudos de inventário (parte ambiental) dos AHE Garabi e Panambi; 3) coordenação das atividades ambientais relativas aos estudos e licenciamento dos AHE do Complexo Tapajós; e 4) acompanhamento das atividades ambientais relativas aos estudos e licenciamento ambiental da Interligação Brasil-Uruguai.

Participação na prospecção de negócios e desenvolvimento de projetos internacionais de interesse da Eletrobras, compreendendo a análise ou acompanhamento dos estudos ambientais, conforme o caso, dos seguintes projetos: AHE Inambari (Peru), AHE Tumarín (Nicarágua), AHE Pescadero/Ituango (Colômbia), AHE Baynes (Namíbia/Angola) e LT Cesul (Moçambique).

Nas atividades de coordenação da gestão ambiental das empresas Eletrobras, tiveram prosseguimento as atividades do Comitê de Meio Ambiente das empresas, um colegiado composto pelos gerentes e equipes técnicas das áreas de meio ambiente, que contam com dez grupos de trabalho e três comissões técnicas, debatendo e atuando em temas de interesse comum à gestão ambiental. Os principais produtos desenvolvidos ao longo do ano foram: 1) a consolidação de contribuições das empresas a atos normativos federais encaminhados ao Núcleo de Ações Socioambientais do Ministério de Minas e Energia (Nessa-MME); 2) a elaboração do Inventário de emissões de gases de efeito estufa das empresas Eletrobras – ano base 2009; e 3) a elaboração de relatório técnico, contendo a revisão de metodologia de avaliação de passivos ambientais.

19 – DIMENSÃO SOCIAL

19.1 – Cultura e Sociedade

Cultura

Em conformidade com as diretrizes estabelecidas em seu planejamento estratégico e em linha com as orientações do governo federal, no que tange à difusão e à democratização da cultura, foi aprovado em 2010 o edital para chamada pública de projetos para o programa cultural das empresas Eletrobras. Totalizando um valor de R\$ 15 milhões, o edital 2010 estabelece o valor aportado por cada empresa para apoio aos projetos selecionados, sendo R\$ 9 milhões provenientes de recursos da *holding*. A seleção pública proporcionou às empresas o patrocínio a 27 projetos de produção teatral, sete festivais



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

de teatro, quatro produções de cinema, sete projetos de festivais de cinema e 17 projetos no âmbito do patrimônio cultural imaterial.

Entre vários outros projetos apoiados pela empresa em 2010, por meio de escolha direta, destaca-se a conclusão da reforma e a reinauguração do Theatro Municipal do Rio de Janeiro. No ano de 2010, a Eletrobras aportou um investimento de cerca de R\$ 27 milhões para projetos culturais incentivados.

Esportes

Em 2010, houve continuidade das parcerias esportivas, incrementando ações e, visualizando melhores oportunidades de divulgação de sua marca, estabelecendo sua imagem de parceira no desenvolvimento do país por meio do esporte.

A Eletrobras participa em parcerias no esporte, destacando-se nas diversas modalidades do basquetebol. Em 2010, A Confederação Brasileira de *Basketball* (CBB) incrementou novos núcleos voltados para o “Basquete do Futuro Eletrobras”, um projeto de iniciação ao basquete, em nível nacional, voltado para crianças e jovens de 9 a 16 anos, com uma proposta pedagógica. As seleções brasileiras masculina e feminina, em suas diversas categorias, depois de garantir vaga em todas as competições oficiais para o ano de 2011, iniciaram treinos preparativos para representar o Brasil nos torneios internacionais, em especial o pré-olímpico masculino e feminino.

Destaque-se ainda, o basquetebol master, categoria dedicada a veteranos nas faixas de 40 a 60 anos. Essa categoria alcançou terceiro e segundo lugares no *ranking* mundial e nos campeonatos internacionais disputados.

O basquete de rua (Libra), coordenado pela Central Única das Favelas (Cufa), cuja modalidade apresenta uma performance diferenciada, também tem alcançado, desde sua primeira edição em 2005, excelentes resultados nos campeonatos nacionais e internacionais.

No futebol, a parceria com o Clube de Regatas Vasco da Gama possibilitou ao time melhores condições para a disputa da primeira divisão do futebol brasileiro. A parceria tem proporcionado à Eletrobras um ótimo retorno de mídia e divulgação de sua imagem. Sua marca já não pertence apenas a seu próprio público de interesse, mas a todos que, de alguma forma, veem na Eletrobras uma grande parceira.

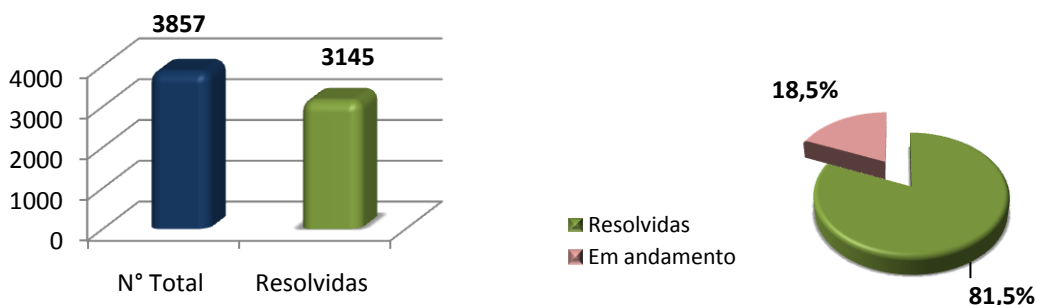
19.2 – Ouvidoria

Em 2010, os resultados alcançados pela Ouvidoria foram significativos, tanto em termos quantitativos como qualitativos. Internamente, o processo de atendimento da Ouvidoria foi totalmente informatizado por meio da reformulação do Sistema de Gestão da Ouvidoria (SOU). Esse sistema passou a protocolar o recebimento das manifestações, permitindo o acompanhamento do seu trâmite interno, o que reduziu o prazo de atendimento das demandas. Outro ponto fortalecido com o SOU foi o aumento da segurança no trânsito das informações entre as partes.

Ainda em 2010, como fruto de uma estratégia positiva para o fortalecimento das ouvidorias nas empresas Eletrobras, todas foram equipadas com o Sistema de Gerenciamento Informatizado de Ouvidoria (Sistema SOU). Tal iniciativa visou à sistematização da ouvidoria corporativa e faz parte de um conjunto de ações que busca ampliar a transparência da gestão das empresas.

Em 2010, a Ouvidoria recebeu 3.857 manifestações. Dessas, 3.145 (81,5 %) foram solucionadas e 712 (18,5 %) encontram-se em andamento.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



19.3 – Prêmios e Reconhecimento

Em 2010, a companhia passou a ocupar um lugar permanente no e8, grupo das maiores empresas do setor elétrico nos países que integram o G8 (Estados Unidos, Japão, Canadá, França, Alemanha, Itália, Inglaterra e Rússia).

Com isso, a empresa passou a ser a primeira de um país emergente e a única da América do Sul a integrar o grupo. Esse prestígio internacional foi um reflexo do crescimento da Eletrobras internamente. Pela quarta vez consecutiva, a empresa foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bolsa de Valores de São Paulo (ISE Bovespa) e fechou 2010, conquistando, pelo segundo ano seguido, o título de empresa de maior prestígio no Brasil no setor de energia, concedido pela revista Época Negócios, a partir de um levantamento que colheu as percepções de 15 mil consumidores, nas cinco regiões do país, sobre 237 marcas corporativas de 30 diferentes setores da economia.

A sustentabilidade da Eletrobras rendeu, ainda, outras conquistas, como o Prêmio Empresa Socialmente Responsável, conferido pela Unisum, e o Selo Pró-Equidade de Gênero, concedido pela Secretaria Especial de Políticas para as Mulheres da Presidência da República. Contemplada com o Selo desde a primeira edição, há três anos, a Eletrobras recebeu ainda um troféu pelas participações consecutivas.

A Eletrobras Distribuição Piauí recebeu o prêmio Abraconee de Melhor Divulgação das Informações Contábeis em 2010, entre as companhias de capital fechado na categoria pequeno porte, concedido pela Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica. Já a Eletrobras Distribuição Roraima venceu nas categorias “Maior Crescimento” e “Melhor da Região Norte” do Prêmio Iasc (Índice Aneel de Satisfação do Consumidor), concedido anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

19.4 – Responsabilidade Social

A responsabilidade social na Eletrobras é considerada estratégica para os negócios da empresa e está presente em sua missão, visão e conjunto de valores organizacionais, bem como no posicionamento da sua estratégia de marca. De forma a contribuir para o desenvolvimento sustentável do Brasil e de países onde atua, a responsabilidade e a ética social e ambiental são transversais aos programas de energia elétrica desenvolvidos pela Eletrobras, nos quais também se inserem os princípios do Pacto Global e os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, ambos estabelecidos pela Organização das Nações Unidas (ONU).

Os projetos que recebem apoio técnico e financeiro da Eletrobras são selecionados a partir de critérios objetivos, alinhados às suas Diretrizes de Responsabilidade Social e aos compromissos voluntários assumidos pela empresa.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

20 – AÇÕES ADMINISTRATIVAS

A Eletrobras coordena comitês e grupos de trabalho nas áreas de gestão documental, de bibliotecas, de normas e de processos no âmbito das empresas Eletrobras. Buscando melhoria contínua nas áreas citadas, foram elaboradas propostas de políticas para atuação integrada e padronizada entre as empresas. Neste contexto, aguardam aprovação as políticas de: Gestão de Documentos e Informações, Bibliotecas, Gestão de Documentos Normativos e Gestão Orientada por Processos. Além disso, quanto à implantação da gestão orientada por processos na Eletrobras, foram realizados estudos para definição de mecanismos de governança e de metodologia, bem como definidas as atribuições dos escritórios de processo. Projetos-piloto de melhoria de processos estão em desenvolvimento, utilizando as melhores práticas de mercado.

Foram desenvolvidas atividades que culminaram com a autorização da aquisição, por R\$ 83.385.000,00, de dois terrenos conjugados, no centro da cidade do Rio de Janeiro, destinados à construção de instalações capazes de abrigar todas as funções corporativas da Eletrobras e da Eletrobras Eletronuclear. Além disso, em atendimento à decisão estratégica da Eletrobras de implantar um escritório de representação nas cidades de Montevidéu, no Uruguai, e Lima, no Peru, prestou-se apoio logístico e de infraestrutura para instalação das referidas sucursais.

De modo a otimizar as contratações, a Eletrobras criou a área de Gestão de Contratos, realizou a primeira licitação para compra corporativa para a *holding* e suas empresas, organizou o Primeiro Encontro de Fornecedores da Eletrobras, que se constituiu num marco do relacionamento com fornecedores – importante *stakeholder* da empresa –, aderiu à nova política fiscal do sistema de emissão de notas fiscais eletrônicas e realizou 13 contratações, visando exclusivamente ao conjunto das empresas Eletrobras, dentre 73 contratações efetuadas por licitação ou por inexigibilidade/dispensa de licitação.

No que concerne à área de informática, o Departamento de Tecnologia da Informação da Eletrobras criou mecanismos de governança de TIC, com a implantação de escritórios de projetos, de processos internos, de riscos de TI e de qualidade de TI. Além disso, implantou uma solução de “Consolidação e Virtualização de Servidores”, com o intuito de prover infraestrutura moderna e adequada para suportar às áreas de negócios da Eletrobras.

Ainda no ano de 2010, foi concluída a fase I do Projeto SAP-ERP ECC6.0, o que implicou na modernização dos processos financeiros e administrativos da empresa. Foi desenvolvido também o Projeto Solução Fiscal/Sistema Público de Escrituração Digital, com vista a atender ao Sped fiscal e contábil e a gerar nota fiscal eletrônica.

21 – GESTÃO DE PESSOAS

21.1 – Política Integrada de Gestão de Pessoas

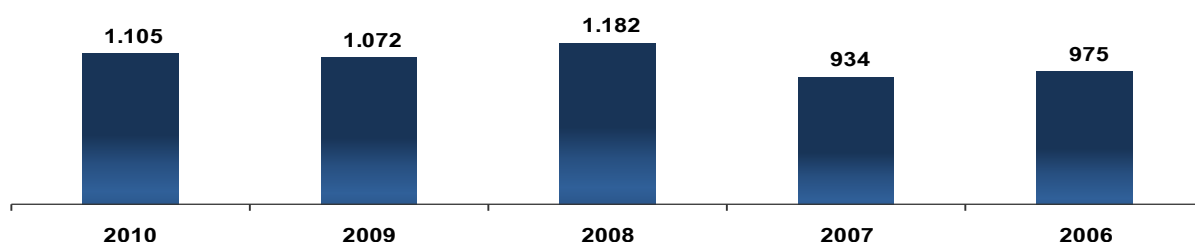
Durante o ano de 2010, foram aprovados e implantados:

- **Sistema de Informações de Gestão de Pessoas (Sigpes):** para a integração das informações de pessoal das empresas Eletrobras, tais como: dados cadastrais, encargos sociais, benefícios, saúde, segurança do trabalho, treinamento e desenvolvimento, dirigentes, processos trabalhistas e custo de pessoal.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- **Concurso Público:** em 2010, foram realizadas 148 admissões de empregados aprovados em concurso público, sendo 124 decorrentes de reposição de pessoal e 24 decorrentes do aumento do quadro de pessoal aprovado pela Portaria nº 19, de 14 de outubro de 2008.
- **Programa Jovem Aprendiz:** a Eletrobras mantém, desde 1997, um programa voltado para a melhor qualificação técnico-profissional de jovens estudantes na qualidade de aprendizes. No ano de 2010, houve um aumento de 19% do quadro do programa Jovem Aprendiz, com a disponibilização de 51 vagas.

Número de Colaboradores na Eletrobras



Número de Colaboradores – Empresas Eletrobras		
	2010	2009
CGTEE	690	565
Chesf	5.638	5.635
Eletronorte	3.850	3.600
Eletrosul	1.716	1.580
Eletronuclear	2.430	2.308
Furnas	4.906	4.758
Itaipu Binacional	1.473	1.622

21.2 – Saúde, Bem-estar e Segurança do Trabalho

Em relação às iniciativas tomadas pela Eletrobras para aprimorar a melhoria da saúde, do bem-estar e da segurança de seus empregados, foram realizados 1.351 exames ocupacionais, 3.023 atendimentos sociais, 4.738 procedimentos administrativos, 3.375 atendimentos médicos e 30 casos de atendimentos psicológicos. Outras ações estiveram presentes em 2010 tais como: campanhas de vacinação contra a gripe, doação de sangue, Dia Mundial da Luta Contra a Aids, reeducação alimentar, atenção ao tabagismo, medicina de viagem, saúde da mulher, de olho na saúde etc.

INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS (R\$ mil)	2010	2009
Educação	1.599	2.540
Saúde e InfraEstrutura	48	443
Geração de Renda e Trabalho	1.030	1.084
Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	370	-
Esporte e Lazer (Lei de Incentivo ao Esporte - Lei nº 11.438/06)	300	-
Meio Ambiente	219	-
Cultura	26.999	-
Total de Investimentos	30.565	4.067

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

21.3 – Treinamento e Desenvolvimento

A educação corporativa das Eletrobras tem como premissa a atuação integrada e cooperativa das empresas, em sintonia com os propósitos estratégicos de integração, competitividade e rentabilidade. É composta pela Universidade do Sistema Eletrobras (Unise) e por quinze Unidades de Educação Corporativa, correspondentes a cada uma das empresas Eletrobras, inclusive a *holding*.

A Unise iniciou suas operações em janeiro de 2010, conforme concebida no projeto IV.6.3 do Plano de Transformação e tem como missão “promover as melhores soluções educacionais para o desenvolvimento das competências dos profissionais do Sistema Eletrobras para alavancar vantagem competitiva”. Ela é composta de cinco escolas: Excelência Operacional, Estratégias de Mercado, Gestão, Liderança e Responsabilidade Social Corporativa. Em cada escola, estão estabelecidos pilares de formação, que definem os eixos de desenvolvimento de competências.

O portfólio para 2010 de programas educacionais da Unise foi estabelecido a partir de discussões estratégicas, que envolveram os executivos das áreas de negócio e de suporte de todas as empresas Eletrobras.

Em 2010, a Unise desenvolveu 52 programas educacionais, na sua maioria de média e longa duração, tais como: especialização em energia nuclear e comercialização de energia, extensão em regulação do setor elétrico e em energia eólica, bem como programas destinados ao desenvolvimento de novas lideranças, com a participação total de 2.120 profissionais das 15 empresas Eletrobras.

A Unidade de Educação Corporativa da Eletrobras desenvolve competências profissionais específicas do negócio da *holding*, em sintonia com as diretrizes da Unise. Em 2010, foram promovidas 1.208 ações educacionais, destinadas exclusivamente para empregados da Eletrobras *holding*, que envolveram 2.731 participantes, conforme tabela:

Educação Corporativa Eletrobras - 2010				
Ações	Quantidade	Participantes	H/h	Investimentos (R\$)
Longa Duração	48	48	240	1.051.319,60
Curta e Média Duração	630	1946	23,3	2.905.058,17
Idiomas	441	441	40,3	1.057.102,06
Seminários e Congressos	89	296	23,5	606.976,00
Totais	1208	2.731	327	5.620.455,83

21.4 – Relações Trabalhistas e Sindicais

No acordo coletivo de trabalho nacional, com o intuito de adequar as empresas Eletrobras ao Plano de Transformação, foram unificados os seguintes benefícios: a) o auxílio educacional foi ampliado para os dependentes com até 17 anos de idade; b) em relação ao auxílio educacional e ao auxílio creche/pré-escolar há reembolso das despesas com uniformes e material escolar para dependentes matriculados em instituições de ensino público ou privados, no caso de serem beneficiários de bolsa de estudo integral.

Foram, também, remetidos ao acordo coletivo de trabalho nacional os seguintes temas: a) licença maternidade; b) licença para acompanhamento; c) complemento auxílio doença; d) adicionais, vantagens e benefícios em que as empresas se comprometem durante a vigência do acordo, a discutir com as entidades sindicais a possibilidade de unificar os seguintes procedimentos no âmbito do Sistema Eletrobras: frequência (banco de horas); horas extras (turno de revezamento e horas *in itinere*); adicional de sobreaviso; adicional noturno.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Além disso, foi concedido o reajuste salarial de 5,26%, equivalente ao IPCA do período, um abono salarial correspondente a 7,5% da remuneração de um empregado acrescido da quantia de R\$2.105,20 e auxílio alimentação/refeições correspondente a 13 talões/ano de 25 unidades com o valor face de R\$ 25,00.

No que concerne ao acordo de trabalho específico, merece ser destacada: a) a criação do Comitê Permanente de Pleitos Trabalhistas; b) a negociação e aprovação do Plano de Carreira e Remuneração; e c) a negociação da PLR 2010.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho
22 – BALANÇO SOCIAL

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2010	2009	2010	2009
I - RECURSOS HUMANOS				
1.1 - Remuneração				
Folha de pagamento bruta (FPB)	119.563	122.557	3.193.548	2.909.468
- Empregados	116.877	119.730	3.173.731	2.892.531
- Administradores	2.686	2.827	19.818	16.937
Relação entre a maior e a menor remuneração:				
- Empregados	15,42	14,81		
- Administradores	1,00	1,00		
1.2 - Benefícios Concedidos				
Encargos Sociais	55.683	40.508	974.801	782.939
Alimentação	11.421	8.877	224.927	174.653
Transporte	664	478	19.294	18.225
Previdência Privada	32.173	31.847	196.871	176.531
Saúde	10.661	44.432	316.326	280.391
Segurança e medicina do trabalho	4.411	4.157	32.539	28.096
Educação Creches ou auxílio Creche	1.837	1.215	45.660	36.371
Cultura	0	0	2.064	2.182
Capacitação e desenvolvimento profissional	6.421	6.406	63.096	58.256
Outros	0	0	144.710	274.325
Participações nos lucros ou resultados	35.032	27.000	396.182	304.642
T O T A L	158.303	164.920	2.416.470	2.136.611

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

	CONTROLADOR		CONSOLIDAD	
	2010	2009	2010	2009
1.3 - Composição do corpo funcional				
Nº. de empregados no final do exercício	1.105	1.300	24.967	24.423
Nº. de admissões	148	227	1.364	1.016
Nº. de demissões	43	189	571	692
Nº. de estagiários no final do exercício	197	197	2.103	2.245
Nº. de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	8	4	651	597
Nº. de prestadores de serviços Terceirizados no final do exercício	160	-	8.172	7.333
Nº. de empregados por sexo:				
- Masculino	709	857	20.233	19.942
- Feminino	396	443	4.622	4.481
Nº. de empregados por faixa etária:				
- Menores de 18 anos	-	-	-	-
- De 18 a 35 anos	447	417	6.186	5.539
- De 36 a 60 anos	615	808	17.250	17.605
- Acima de 60 anos	43	75	1.416	1.279
Nº. de empregados por nível de escolaridade:				
- Analfabetos	-	-	24	24
- Com ensino fundamental	15	99	3.054	3.189
- Com ensino médio	150	170	5.472	5.256
- Com ensino técnico	-	-	5.434	5.832
- Com ensino superior	529	569	7.939	7.399
- Pós-graduados	411	462	2.922	2.723
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:				
- Masculino	0,74	0,74	-	-
- Feminino	0,26	0,26	-	-

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2010	2009	2010	2009
1.4 - Contingências e passivos trabalhistas				
Número de processos trabalhistas movidos contra a entidade	36	30	4.150	4.372
Número de processos trabalhistas julgados procedentes	7	14	602	17.477
Número de processos trabalhistas julgados improcedentes	12	20	652	5.467
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	14.501	18.495	161.764	145.672

II - Interação da Entidade com o Ambiente Externo
2.1 - Relacionamento com a Comunidade

Totais dos investimentos em:

- Educação	1.969	2.540	24.255	15.991
- Cultura	27.000	33.400	47.890	49.854
- Saúde e infra-estrutura	48	443	70.800	45.449
- Esporte e lazer	16.024	19.572	18.505	21.436
- Alimentação.	0	0	4.637	3.426
- Geração de trabalho e renda	1.030	1.084	10.402	8.890
- Reassentamento de Famílias	0	0	142.299	145.764
Outros	0	0	31.907	22.937
Total dos investimentos	46.071	57.039	350.695	313.747
Tributos (excluídos encargos sociais)	274.692	221.394	3.530.263	2.754.642
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	0	0	551.736	562.388
Total - Relacionamento com a comunidade	320.763	278.433	4.432.694	3.630.777

2.2 - Interação com os Fornecedores

Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores

0 0

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2010	2009	2010	2009
III - Interação com o Meio Ambiente				
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente;	0	0	110.747	100.958
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados;	0	0	55.047	45.753
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade;	0	0	98	163
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade;	219	0	2.771	5.591
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais;	0	0	32.336	13.123
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade;	0	0	10	2
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente;	0	0	17	62
Passivos e contingências ambientais.	0	0	3.976	0
Total da interação com o meio ambiente	219	0	205.002	165.652
IV - Outras Informações				
Receita Líquida (RL)	4.085.083	4.665.986	25.166.788	24.581.033
Resultado Operacional (RO)	2.453.201	-355.087	5.625.644	2.673.372

Notas Explicativas**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.****Eletrobras****(COMPANHIA ABERTA)****CNPJ 00.001.180/0001-26**

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 de dezembro de 2010 e de 2009
e em 01 de janeiro de 2009**

(CONTROLADORA E CONSOLIDADO)**(Em milhares de Reais)****NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS**

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras" ou "Companhia") é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na Securities and Exchange Commission - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar

Notas Explicativas

convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em sete empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica (Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, Amazonas Energia - AME, Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL, Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE) e em quatro empresas distribuidoras de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Companhia Energética do Piauí - Cepisa.

A Companhia é controladora, também, da Eletrobras Participações S.A - Eletropar e, em regime de controle conjunto, da Itaipu Binacional - Itaipú, nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, Inambari Geração de Energia S.A. e Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A. (CHC).

A Companhia é controladora indireta da empresa Boa Vista Energia, controlada integral da Eletronorte, que atua na geração e distribuição de energia elétrica no Estado de Roraima e da RS Energia e SC Energia, controladas pela Eletrosul.

A Companhia participa, também, de forma minoritária, em sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de participação direta e indireta, por meio de suas controladas. (Nota 16)

A Eletrobras é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Utilização de Bem Público - UBP e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia

Notas Explicativas

elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A emissão das Demonstrações Contábeis da Companhia foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 12 de maio de 2011.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA (Não auditado)

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I - Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)	Ano de Vencimento
UHE (Usina Hidrelétrica) Paulo Afonso I	BA	180,00	2015
UHE Paulo Afonso II	BA	443,00	2015
UHE Paulo Afonso III	BA	794,20	2015
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462,40	2015
UHE Apolônio Sales (Moxotó)	BA	400,00	2015
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.479,60	2015
UHE Xingó	AL / SE	3.162,00	2015
UHE Piloto	PE	2,00	2015
UHE Araras	CE	4,00	2015
UHE Funil	BA	30,00	2015
UHE Pedra	BA	20,01	2015
UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	237,30	2015
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,30	2022
UHE Curemas	PA	3,52	2024
UTE (Usina Termoeletrica) Camaçari	BA	346,80	2027
UHE Belo Monte	PA	11.233,10	2045
EOL São Pedro do Lago	BA	28,80	2046
EOL Pedra Branca	BA	28,80	2046
EOL Sete Gameleiras	BA	28,80	2046
UHE - Tucuruí	PA	8.370,00	2024

Notas Explicativas

UHE - Curuá-Una	PA	30,30	2028
UHE - Samuel	RO	216,75	2029
UHE - Coaracy Nunes	AP	76,95	2015
UTE - Rio Madeira	RO	119,35	Indeterminado
UTE - Rio Acre	AC	45,49	Indeterminado
UTE - Rio Branco I	AC	18,65	Indeterminado
UTE - Rio Branco II	AC	31,80	Indeterminado
UTE - Santana	AP	60,00	Indeterminado
UTE - Electron	AM	120,00	Indeterminado
UTE - Senador Arnon Afonso Farias	RR	85,99	Indeterminado
UHE Dardanelos	MT	261,00	2042
UTE Serra do Navio	SE	23,30	2037
UTE PCH Capivara	SE	29,80	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	50,40	2045
Parque Eólico Rei dos Ventos 3	RN	48,60	2045
UHE Passo São João	RS	77,00	2041
UHE Mauá	PR	361,00	2042
UHE São Domingos	MS	48,00	2037
PCH(Pequena Central Hidrelétrica) Barra do Rio Chapéu	SC	15,00	2035
PCH João Borges	SC	19,00	2035
EOI Coxilha Negra V	RS	30,00	2045
EOI Coxilha Negra VI	RS	30,00	2045
EOI Coxilha Negra VII	RS	30,00	2045
UHE Jirau	RO	3.300,00	2043
UTE Presidente Médici - Candiota	RS	446,00	2015
UTE São Jerônimo	RS	20,00	2015
UTE Nutepa	RS	24,00	2015
UTE Candiota (Fase C)	RS	350,00	2041
UHE Balbina	AM	277,50	2027
UHE Aparecida	AM	251,50	2015
UHE Aparecida	AM	251,50	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
Outras	AM	597,10	2015
UTE FLORES	AM	80,00	2015
UTE Cidade Nova	AM	20,00	2015
UTE Iranduba	AM	50,00	2015
UTE Distrito	AM	40,00	2015
UTE São Jorge	AM	50,00	2015
UHE Furnas	MG	1.216,00	2015
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050,00	2015
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440,00	2017
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320,00	2017

Notas Explicativas

UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,00	2023
UHE Funil	MG	216,00	2015
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,00	2020
UHE Corumbá I	GO	375,00	2014
UHE Manso	MG	212,00	2035
UHE Serra da Mesa	GO	1.275,00	2011
UTE Santa Cruz	RJ	932,00	2015
UTE Campos (Roberto Silveira)	RJ	30,00	Prorrogação concedida
UHE Batalha	MG / GO	52,50	2041
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	333,70	2041
UHE Peixe Angical	TO	452,00	2036
UHE Baguari	MG	140,00	2041
UHE Foz do Chapecó	RS	855,00	2036
UHE Serra do Facão	GO	212,58	2036
UHE Retiro Baixo	MG	82,00	2041
UTN (Usina Termonuclear) Angra I	RJ	640,00	Indeterminado
UTN Angra II	RJ	1.350,00	Indeterminado
UTN Angra III	RJ	1.405,00	Indeterminado
UHE Santo Antônio	RO	3.150,10	2043

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorre maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva, e
- disponibilidade hídrica do rio onde está localizada.

A produção de energia elétrica das usinas é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamentos que vão desde o nível anual até os diários e horários, elaborados, atualmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define os montantes e a origem da geração necessária para o atendimento à demanda do País de forma otimizada, baseada na disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas e de máquinas em operação, bem como o custo da geração e a

Notas Explicativas

viabilidade de transmissão dessa energia através do sistema interligado de transmissão de energia elétrica.

II - Transmissão de Energia Elétrica

	Localização	Extensão (km)	Ano de vencimento da concessão
LT 230 kV - SE São Luís II / São Luís III	MA		2038
LT 230 kV - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas			2039
LT 500 kV - LT Presidente Dutra - São Luís II / SE Miranda II	MA		2039
LT 500 kV - LT Jorge Teixeira - Lechuga,Circuito duplo	AM		2040
Linhas de Transmissão Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT),E Seccionadora Cuiabá em 230 Kv	MT	193	2034
Linhas de Transmissão Colinas, Miracema,gurupi, Peixe Nova da Serra 2 (TO/GO) em 500 kV	TO/GO	695	2036
Linhas de Transmissão Jauru-Juba-C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), ambas em 230 kV,SE Juba e SE Maggi 30/138 kV	MT	402	2008
Linhas de Transmissão Oriximiná - Itacoatiara -Cariri (PA/AM), em 500kV, SE Itacoatiara e SE Cariri	PA/AM	586	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv	RO/SP	2.375	2039
Estação Conversora 01 CA/CC 600/±500 kV Velho(RO) e Estação Inversora 01 CA/CC,600/±500 kV CC/500 kV (Araraquara-SP)	RO/SP		2039
LT Porto Velho - Samuel Ariquemes - Ji-Paraná -Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com , 230 kV	RO/MT	987	2039
LT Porto Velho - Abunã (RO) - Rio Branco (AC),230 kV	RO/AC	487	2039
LT Jaurú - Cuiabá (MT), e SE Jaurú,com 500 kV	MT/SE	348	2039
LT 500 kV CA/±600 kV CC Coletora Porto Velho; LT ±600 kV CC/500 kV CA Subestação Araraquara	RR		2039
LT 525 kV Campos Novos/Biguaçu/Blumenau	SC	359	2035
LT 525 kV Itá/Nova Santa Rita	SC, RS	314,8	2015
LT 525 kV Caxias/Itá	RS, SC	256	2015
LT 525 kV Areia/Curitiba I	PR	235,2	2015
LT 525 kV Areia/Bateias	PR	220,3	2015
LT 525 kV Campos Novos/Caxias	SC, RS	203,3	2015
LT 525 kV Itá/Salto Santiago	SC, PR	186,8	2015
LT 525 kV Areia/Campos Novos	PR, SC	176,3	2015
LT 525 kV Areia/Ivaiporã	PR	173,2	2015
LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago	PR	167	2015
LT 525 kV Blumenau/Curitiba	SC, PR	136,3	2015
LT 525 kV Ivaiporã/Londrina	PR	121,9	2015

Notas Explicativas

Outras LT de 525 kV	-	395,4	2015
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1	RS	237,4	2038
LT 230 kV Dourados/Guaíra	MS, PR	226,5	2015
LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo	RS	211,5	2015
LT 230 kV Anastácio/Dourados	MS	210,9	2015
LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2	RS	199,1	2015
LT 230 kV Areia/Ponta Grossa	PR	181,6	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2	PR	181,3	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1	PR	181,2	2015
LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê	PR, SC	162	2015
LT 230 kV Areia/Salto Osório 1	PR	160,5	2015
LT 230 kV Areia/Salto Osório 2	PR	160,3	2015
LT 230 kV Londrina/Assis 1	PR, SP	156,6	2015
LT 230 kV Blumenau/Palhoça	SC	133,9	2015
LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2	SC	129,5	2015
LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul	PR	129	2015
LT 230 kV Cascavel/Guaíra	PR	126,2	2015
LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis	RS, SC	121,9	2015
LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça	SC	121,3	2015
LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul	PR	116,7	2015
LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B"	SC	116,4	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana	PR	114,5	2015
LT 230 kV Assis/Londrina	SP, PR	114,3	2015
LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3	RS	102	2015
Outras LT de 230 kV	-	1556	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1	SC	108,6	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1	MS	108,3	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3	MS	108,3	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4	MS	108,3	2015
LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema	MS	94,7	2015
Outras LT de 138 kV	-	657	2015
LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres	RS	12,5	2015
LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago	PR	56,2	2015
LT 345 kV Furnas - Pimenta II	MG	66	2035
LT 500 kV Rio Verde Norte - Trindade ; ; LT 500/230 kV - 1200 MVA Subestação Trindade	GO	193	2040
LT 230 kV Trindade - Xavantes	GO	37	2040
LT 230 kV Trindade - Carajás	GO	29	2040
LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2; LT 500/±600 kV - 3.150 MW, Subestação Estação retificadora 2 CA/CC e LT ±600/500 kV - 2.950 MW, Subestação Estação Inversora 02 CC/CA	RO	2375	2038

Notas Explicativas

LT 500 kV Mesquita - Viana 2 ; LT 500/345kV 900 MVA - Viana 2	MG / ES	248	2040
LT 345 kV Viana 2 - Viana	MG / ES	10	2040
2 LT 138 kV Unidade Geradora - Sistema Interligado Nacional; LT 138 kV, Subestação Elevadora		33	2035
LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia; LT 230 kV, Subestação Serra da Mesa	TO	105	2015
LT 230 kV Niquelândia - Barro Alto; LT 230 kV, Subestação Niquelândia e LT 230 kV, Subestação Barro Alto	TO	88	2015
LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros - Quirinópolis	MS , GO , MT	ND	2039
LT 230 kV CD Chapadão - Jataí Taquari	MS , GO , MT	ND	2039
LT 230 kV CS Palmeiras - Edéia	MS , GO , MT	ND	2039
2 LT 500 kV no seccionamento da LT Campinas - Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kV; LT 500/138 kV, Subestação Itatiba e LT 500 kV, Subestação Campinas e SE Ibiúna	SP	1	2039
LT 230 kV Irapé - Araçuaí 2		61	2035
LT 345 kV Montes Claros - Irapé	MG	138	2034
LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora	MG	144	2035
LT 230 kV Milagres/Tauá (CE); LT 230 kV Subestação Tauá (CE)	CE	208	2035
LT 230 kV Milagres/Coremas (CE/PB)	CE/PB	120	2035
LT 230 kV Paraíso/Açu II (RN)	RN	135	2037
LT 230 kV Funi/Itapebi (BA)	BA	197,80	2015
LT 230 kV Ibicoara/Brumado (BA); LT 500/230 kV Subestação Ibicoara (PE)	BA/PE	95	2037
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA); LT 230/138 kV Subestação Teixeira de Freitas II (BA)	BA	152	2038
LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE)	PI/CE	183,2	2037
LT 230 kV Jardim/Penedo (SE/AL)	SE/AL	110	2038
LT 500/230 kV Subestações Suape II(PE); LT 230/69 kV Suape III (PE)	PE	24	2039
LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB)	PE/PB	96,7	2039
LT 230 kV Paulo Afonso III/Zebu (AL); LT 230/69 kV Subestações Santa Rita II; LT 230/69 kV Zebu (AL); LT 230/69 kV Natal III (RN)	AL/PB/RN	6	2039
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA)	BA	152	2038
LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV	BA	80,84	2040
LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio Largol/Penedo	AL	45	2040
LT 230/69kV Subestação Pólo (BA)	BA		2040
LT 230 kV Paraíso/Açu (RN), circuito 3	RN	123	2040
LT 230 kV Açu/Mossoró II (RN), circuito 2	RN	69	2040

Notas Explicativas

LT 230 kV João Câmara / Extremoz II; LT 230 kV Subestação João Câmara (RN); LT 230 kV Subestação Extremoz II (RN)	RN	82	2040
LT 230 kV Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA); LT 230 kV Subestação Igaporã (BA)	BA	115	2040
LT 230 kV Sobral III/Acaraú II (CE); LT 230 kV Subestação Acaraú (CE)	CE	97	2040
83 subestações de transmissão; 15 subestações elevadoras		18.260	2015
LT 500 kV Teresina(PI)/Sobral/Fortaleza(CE)	PI/CE	546	2034
LT 500 kV Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO)	TO/GO	695	2036
LT 500 kV Oriximiná/Itacoatiara CD		375	2038
LT 500 kV Itacoatiara/Cariri (PA/AM); LT 500/138 kV subestações Itacoatiara e LT 500/230 kV Cariri	PA/AM	212	2038
LT +/- 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), 01 em CC; LT 500 kV/+/- 600kV - 3.150 MW Estação Retificadora 02 CA/CC; LT , +/- 600 kV/500kV - 2.950 MW Estação Inversora 02 CC/CA.	RO/SP	2.375	2039
LT 230 kV São Luiz II/ São Luiz III (MA); LT 500 kV Subestação Pecém II (CE) e LT 230 kV Aquiraz II (CE)	MA/ CE	96	2040
SE - Campos Novos	SC	2.466,00	2015
SE - Caxias	RS	2.016,00	2015
SE - Gravataí	RS	2.016,00	2015
SE - Nova Santa Rita	RS	2.016,00	2015
SE - Blumenau	SC	1.962,00	2015
SE - Curitiba	PR	1.344,00	2015
SE - Londrina	PR	1.344,00	2015
SE - Santo Ângelo	RS	1.344,00	2015
SE - Biguaçu	SC	300,00	2015
SE - Biguaçu	SC	672,00	2035
SE - Joinville	SC	691,00	2015
SE - Areia	PR	672,00	2015
SE - Itajaí	SC	525,00	2015
SE - Xanxerê	SC	450,00	2015
SE - Jorge Lacerda "A"	SC	399,80	2015
SE - Palhoça	SC	384,00	2015
SE - Siderópolis	SC	364,00	2015
SE - Assis	SP	336,00	2015
SE - Joinville Norte	SC	300,00	2015
SE - Atlântida 2	RS	249,00	2015
SE - Canoinhas	SC	225,00	2015
SE - Dourados	MS	225,00	2015
SE - Caxias 5	RS	215,00	2015
SE - Passo Fundo	RS	168,00	2015
SE - Tapera 2	RS	166,00	2015
SE - Gravataí 3	RS	165,00	2015
SE - Desterro	SC	150,00	2015

Notas Explicativas

SE - Missões	RS	150,00	2039
SE - Anastácio	MS	150,00	2015
SE - Ilhota	SC	100,00	2015
Outras subestações		404,50	2015

* Em fase pré-operacional.

III - Distribuição de Energia Elétrica

Companhia	Região Geográfica	Municípios Atendidos	Ano de Vencimento da Concessão*
Distribuição Acre	Estado do Acre	25	2015
Distribuição Rondônia	Estado de Rondônia	52	2015
Distribuição Alagoas	Estado de Alagoas	102	2015
Distribuição Piauí	Estado do Piauí	224	2015
	Estado do		
Amazonas Energia	Amazonas	62	2015
Distribuição Roraima	Estado de Roraima	1	2015

O prazo de concessão nas tabelas acima representa a média da data de vencimento das concessões adquiridas para cada companhia.

Caso concessões das controladas da Companhia, não sejam renovadas ou venham a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

NOTA 3 - RESUMO DAS PRINCIPAIS POLITICAS CONTÁBEIS

3.1. Base de preparação

Essas Demonstrações Contábeis consolidadas são as primeiras elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs"). Na elaboração das Demonstrações Contábeis individuais, a Companhia adotou as mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil introduzidas pelos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 43.

Notas Explicativas

Os efeitos da adoção dos IFRSs e dos novos pronunciamentos emitidos pelo CPC estão apresentados nas notas 6.2.1, 6.2.2 e 6.2.3.

3.2. Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis da Companhia compreendem:

- As Demonstrações Contábeis consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs") emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Consolidado - IFRS e BR GAAP; e
- As Demonstrações Contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora - BR GAAP.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

As Demonstrações Contábeis individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas Demonstrações Contábeis individuais não são consideradas como estando conforme as IFRSs, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações contábeis individuais da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas Demonstrações Contábeis consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas Demonstrações Contábeis individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

3.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas

Notas Explicativas

As Demonstrações Contábeis consolidadas incluem as Demonstrações Contábeis da Companhia e de suas controladas, inclusive entidades de propósitos específicos. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Nas Demonstrações Contábeis individuais da Companhia as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas Demonstrações Contábeis individuais, a Companhia aplica os requisitos da Interpretação Técnica ICPC 09, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos são mensurados utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis as Demonstrações Contábeis consolidadas descritos anteriormente.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Quando necessário, as Demonstrações Contábeis das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas Demonstrações Contábeis consolidadas.

As Demonstrações Contábeis consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e na data de 01 de janeiro de 2009 (data de transição), e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009, da controladora, de suas controladas diretas e indiretas e de controle compartilhado. As Demonstrações Contábeis elaboradas em moeda funcional distinta da controladora são convertidas para a moeda de apresentação no Brasil, para fins de equivalência patrimonial e consolidação das Demonstrações Contábeis, sendo as diferenças na taxa de câmbio reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

Notas Explicativas

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

- a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- b) Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- c) Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;
- d) Destaque da participação dos demais acionistas minoritários no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas; e
- e) Face à inexistência de resultados não realizados nas operações intercompanhias, o lucro líquido e o patrimônio líquido da controladora são iguais aos do consolidado.

A companhia utiliza os critérios de consolidação integral e proporcional, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada:

Controladas (Consolidação Integral)	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Participação		Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Energia	100%	-	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	75%	-	75%	-
Cepisa	100%	-	99%	-	99%	-
Ceron	100%	-	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	99%	-	99%	-
Eletoacre	93%	-	93%	-	93%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	82%	-	82%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-	100%	-
RS Energia	-	100%	-	100%	-	49%
Porto Velho Transmissora	-	100%	-	49%	-	49%
Boa Vista	-	100%	-	100%	-	100%
Estação Transmissora	-	100%	-	49%	-	49%
	Participação		Participação		Participação	

Notas Explicativas

Controladas em Conjunto (Consolidação proporcional)	Direta		Indireta		Direta		Indireta	
Itaipu	50%	-	50%	-	50%	-		
Inambari	29%	49%	29%	49%	-	-		
Norte Energia	15%	49%	-	-	-	-		
CHC	50%	-	-	-	-	-		
Amapari	-	49%	-	49%	-	49%		
Amazônia Eletronorte	-	49%	-	49%	-	49%		
Artemis	-	49%	-	49%	-	49%		
Baguari	-	31%	-	31%	-	31%		
Brasnorte	-	50%	-	50%	-	50%		
Chapecoense	-	40%	-	40%	-	40%		
Cia de Transm. Centroeste de Minas	-	49%	-	49%	-	49%		
Construtora Integração	-	49%	-	49%	-	49%		
Enerpeixe	-	40%	-	40%	-	40%		
Eólica Cerro Chato I	-	90%	-	-	-	-		
Eólica Cerro Chato II	-	90%	-	-	-	-		
Eólica Cerro Chato III	-	90%	-	-	-	-		
Energia Sustentável	-	40%	-	40%	-	40%		
Goiás Transmissão	-	49%	-	-	-	-		
Integração Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%		
Interligação Elétrica do Madeira	-	49%	-	49%	-	25%		
Linha Verde Transmissora	-	49%	-	49%	-	-		
Madeira Energia	-	39%	-	39%	-	39%		
Manaus Construtora Ltda	-	20%	-	20%	-	20%		
Manaus Transmissora	-	50%	-	50%	-	50%		
MGE Transmissão	-	49%	-	-	-	-		
Norte Brasil Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%		
Pedra Branca	-	49%	-	-	-	-		
Retiro Baixo	-	49%	-	49%	-	49%		
Rio Branco Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%		
São Pedro do Lago	-	49%	-	-	-	-		
SC Energia (Incorporada no exercício de 2009)	-	0%	-	0%	-	49%		
Serra do Facão	-	50%	-	50%	-	0%		
Sete Gameleiras	-	49%	-	-	-	-		
Sistema de Transmissão Nordeste	-	49%	-	49%	-	49%		
Transmissão Delmiro Gouveia	-	49%	-	49%	-	49%		
Transenergia Goiás	-	49%	-	49%	-	-		
Transenergia Renovável	-	49%	-	49%	-	-		
Transenergia São Paulo	-	49%	-	49%	-	-		
Transudeste	-	25%	-	25%	-	25%		
Uirapuru	-	49%	-	49%	-	49%		

Conforme determinação da Instrução CVM 408, as Demonstrações Financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

Notas Explicativas

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações contábeis são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

3.3.1 Procedimentos de consolidação proporcional da controlada em conjunto com Itaipu Binacional

- a) As Demonstrações Contábeis da controlada em conjunto com Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, à taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2010 - US\$ 1.00 - R\$ 1,6662, divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2009 - US\$ 1.00 - R\$ 1,7412 e US\$1.00 - R\$2,3370 em 01 de janeiro de 2009), e as contas de resultado, pela taxa média mensal;
- b) O resultado a compensar de Itaipu Binacional é apresentado no ativo financeiro
- c) A remuneração sobre o capital (dividendos conforme estipulado pelo tratado binacional Brasil - Paraguai) paga por Itaipu Binacional, registrada como receita na controladora é eliminada no consolidado; e
- d) Todo o resultado gerado por Itaipu Binacional no consolidado na proporção da participação da Companhia (50%) é eliminado na consolidação em contrapartida a rubrica Resultado a Compensar de Itaipu Binacional.

3.4. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). Influência significativa é o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e inclui ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment*

Notas Explicativas

acumulada. Conforme o método de equivalência patrimonial, os investimentos em coligadas são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada. Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação da Companhia naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido da Companhia na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

3.5. Participações em empreendimentos em conjunto (*joint venture*).

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Contábeis da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/dá Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas Demonstrações Contábeis consolidadas, usando o método de consolidação proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia linha a linha.

3.6. Moeda estrangeira

Notas Explicativas

Na elaboração das Demonstrações Contábeis de cada empresa, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional de cada empresa, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada exercício, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os itens não monetários que são mensurados pelo custo histórico em uma moeda estrangeira devem ser convertidos, utilizando a taxa vigente da data da transação.

As variações cambiais sobre itens monetários são reconhecidas no resultado no exercício em que ocorrerem, exceto variações cambiais decorrentes de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira relacionados a ativos em construção para uso produtivo futuro, que estão inclusas no custo desses ativos quando consideradas como ajustes aos custos com juros dos referidos empréstimos.

Para fins de apresentação das Demonstrações Contábeis consolidadas, os ativos e passivos das operações da Companhia no exterior são convertidos para reais, utilizando as taxas de câmbio vigentes no fim do exercício. Os resultados são convertidos pelas taxas de câmbio médias do exercício, a menos que as taxas de câmbio tenham flutuado significativamente durante o exercício; neste caso, são utilizadas as taxas de câmbio da data da transação. As variações cambiais resultantes dessas conversões, se houver, são classificadas em resultados abrangentes e acumuladas no patrimônio líquido, sendo atribuídas as participações não controladoras conforme apropriado.

3.7. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de três meses ou menos, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

3.8. Contas a receber e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, incluídos aqueles

Notas Explicativas

decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

São reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa: na prática são normalmente reconhecidas ao valor faturado ajustado pela provisão de *impairment*.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Inclui ainda o fornecimento a faturar por serviços prestados e ainda não faturados, originados substancialmente da atividade de distribuição e que são mensurados com base em estimativas tendo como base o histórico de consumo de MW.

3.9. Conta de Consumo de Combustível - CCC

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

3.10. Depósitos Judiciais

Destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. Tais ativos são considerados como empréstimos e recebíveis, sendo que o resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.11. Almoxarifado

Notas Explicativas

Os materiais em almoxarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio das aquisições, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização

3.12. Estoque de Combustível Nuclear

O concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas term nucleares Angra I e Angra II são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante, na rubrica Almoxarifado.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

3.13. Imobilizado

Na data de transição a Companhia avaliou que os ativos de geração, incluindo a geração nuclear e determinados ativos de uso corporativo não foram qualificáveis como estando no escopo do ICPC 01 - Contratos de Concessão (nota 3.14), que deste modo estão demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. São registrados no caso de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando

Notas Explicativas

concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos não sofrem depreciação.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões e com base em parecer de consultor jurídico independente, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (vide detalhes na Nota 17).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.13.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, a variação incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

- Período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
- Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização;
- Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;

Notas Explicativas

- d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.14. Contratos de Concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o poder concedente em nível de governo federal brasileiro, por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente.

O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido multiplicado pela tarifa autorizada.

O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica dos contratos antigos é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo que para os novos os contratos de transmissão é estabelecida uma Receita Anual Permitida - RAP, que vigora por todo o prazo de concessão, sendo atualizada anualmente por um índice de inflação e sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e após essa data, em conexão com as mudanças na

Notas Explicativas

regulamentação do setor foi alterada de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo a determinação do preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos de venda bilaterais com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW)

Os prazos das principais concessões estão descritas na Nota 2.

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

Distribuidoras de energia elétrica

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infra-estrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infra-estrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização;

Transmissoras de energia elétrica

- o preço é regulado (tarifa) e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações;

Notas Explicativas

- Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito de recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados.

A ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão de Serviços é aplicável a contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

- Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão publico-privada apresentará, tipicamente, as seguintes características:

- Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- Um acordo/contrato entre o concedente e o operador;
- O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do concedente, quer dos utilizadores da infraestrutura, ou de ambos;
- As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01 (IFRIC 12), as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo operador como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

a) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o operador tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis.

b) Modelo do ativo intangível

Notas Explicativas

Este modelo é aplicável quando o operador, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de procura) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

c) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infra-estrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

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

Notas Explicativas

As concessões de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida -RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

No negócio de geração de energia, com exceção de Itaipu, e da Amazonas Energia, a ICPC 01 (IFRIC 12) não é aplicável, mantendo a infraestrutura classificada no ativo imobilizado. Contudo, a norma é aplicável à distribuição e transmissão de energia elétrica, e esses negócios se enquadram no modelo misto (bifurcado) e no modelo financeiro, respectivamente.

No tocante a atividade de geração a Companhia considerou os seguintes aspectos:

- Geração hidráulica e térmica - não aplicável tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se a geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico;

Notas Explicativas

- Geração nuclear - Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração por ser uma autorização e não uma concessão, não havendo prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do concedente ao final do período de autorização.

Com relação a Itaipu toda infraestrutura foi classificada como estando no escopo ICPC 01 (IFRIC 12) em função dos seguintes fatos específicos:

- Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;

- A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde a parte significativa da vida-útil da planta.

A infraestrutura foi classificada como um ativo financeiro levando-se em consideração os seguintes aspectos:

- O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;

- A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em foram previamente definidas as condições de pagamento;

- Através da lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Eletrobras, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais dívidas foram inicialmente registradas a valor justo, e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

Notas Explicativas

-Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

3.15. Ativo financeiro - Concessão

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras e transmissoras de energia elétrica e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição de energia elétrica são remunerados com base na remuneração WACC regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento.

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

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizados pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

Notas Explicativas

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos (vide Nota 20).

3.16. Ativos intangíveis

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos (softwares), acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo de não circulante.

3.16.1 Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional quando incorridos até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade

Notas Explicativas

econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente a Companhia não possui valores capitalizados referente a gastos com estudos e projetos.

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizados pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

Inclui ainda, os direitos decorrentes de concessões adquiridas e a pagar, substancialmente através das sociedades de propósito específico (SPE).

3.17. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

No fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver. Quando não for possível estimar o

Notas Explicativas

montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, antes dos impostos, que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Em função do histórico de prejuízos operacionais das distribuidoras, a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa 20).

3.18. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Notas Explicativas

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.19. Combinações de Negócios

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 01 de janeiro de 2009 foram alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.20. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos.

3.20.1. Impostos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social (IRPJ e CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.20.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos (“impostos diferidos”) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas Demonstrações Contábeis e as bases fiscais

Notas Explicativas

correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os impostos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros resultados abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

3.21. Concessões a pagar

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

Notas Explicativas

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado:

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.22. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.22.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

(a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos

Notas Explicativas

pelo ativo financeiros, sendo incluídos na rubrica Outras receitas e de despesas financeiras, na demonstração do resultado.

(b) Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, e outros) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(d) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como “disponíveis para venda” ou não são classificados como:

- ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- investimentos mantidos até o vencimento, ou
- empréstimos e recebíveis. São inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial, são reavaliados pelos valores justos por referência ao seu valor de mercado, sem qualquer dedução relativa a custo de transação que possa ocorrer até a sua venda.

3.22.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Notas Explicativas

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título abaixo de seu custo também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se qualquer evidência desse tipo existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo - medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por *impairment* sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado - será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Perdas por *impairment* reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por *impairment* ter sido reconhecido no resultado, a perda por *impairment* é revertida por meio de demonstração do resultado.

3.22.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro, apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram, ou transfere o ativo, e substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade para outra empresa. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

Notas Explicativas

3.22.4. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou Empréstimos e financiamentos.

(a) Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação no curto prazo ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado.

(b) Empréstimos e financiamentos

Empréstimos e financiamentos são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.22.5. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados, a fim de reembolsar o detentor por perda que incorre devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Notas Explicativas

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia.

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas junto com o julgamento da Administração da companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação as garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais.

3.22.6 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia não possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 43 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicado a política de *hedge accounting*.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.

3.22.7. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos em contratos principais não derivativos são tratados como um derivativo separadamente quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.22.8. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge*, porém, atualmente com exceção das operações de determinadas SPEs, não possui transações classificadas como tal. Os

Notas Explicativas

instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge* com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge*, atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) “*hedges*” de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge* atribuível ao risco de *hedge* são reconhecidas na demonstração do resultado.

(b) “*hedges*” de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte inefetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

3.23. Obrigações com funcionários

3.23.1 Obrigações de aposentadoria

Notas Explicativas

As empresas da Companhia operam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. A Companhia não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com os serviços dos empregados nos exercícios correntes e anteriores. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que em tais planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em Outros Resultados Abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios

Notas Explicativas

a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível. A Companhia adota a prática de reconhecer integralmente os ganhos e perdas atuariais em outros resultados abrangentes.

3.23.2 Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em Outros Resultados Abrangentes no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.23.3 Participação nos resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em conta o lucro atribuível aos acionistas da Companhia após certos ajustes. A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada (obrigação construtiva).

3.24. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Notas Explicativas

3.24.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto nos pronunciamentos CPC 25 e IAS 37, é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares, com o objetivo de alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência. O passivo relativo ao descomissionamento é mantido atualizado pela variação do dólar norte americano (vide Nota 33).

3.24.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável, que ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e no posicionamento de tribunais.

3.24.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.25. Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital, são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC.

Notas Explicativas

3.26. Capital Social

As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente, reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.27. Juros sobre o Capital Próprio - JCP e distribuição de dividendos

O JCP imputado aos dividendos do exercício, é calculado tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, devem ser apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada Dividendos adicionais propostos.

3.28. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;

Notas Explicativas

- Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa.

3.29. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções concedidos ao comprador e outras deduções similares.

3.29.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição:

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação pode ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica.

b) Transmissão:

- Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro até o final do período da concessão auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.
- Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.
- Receita de construção para as expansões que gerem receita adicional. Considerando que esses serviços são realizados por terceiros a Companhia não apura margem de construção.

Notas Explicativas

3.29.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos em controladas e coligadas é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

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

3.30. Arrendamento

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os demais contratos de arrendamento são classificados como operacionais.

Os pagamentos referentes aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa pelo método linear pelo período de vigência do contrato, exceto quando outra base sistemática é mais representativa para refletir o momento em que os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos. Os pagamentos contingentes oriundos de arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa no exercício em que são incorridos.

Os ativos adquiridos através de contrato de arrendamento financeiro são depreciados com base no mais curto dos períodos: a vida útil dos ativos ou o período da durante o qual esse ativo será arrendado.

3.31. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais são reconhecidas sistematicamente no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes

Notas Explicativas

custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não destinadas a distribuição de dividendos.

3.32. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.33. Paradas Programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.34. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.35. Apresentação de relatórios por segmentos

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia.

3.36. Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas Demonstrações Contábeis individuais e

Notas Explicativas

como informação suplementar às Demonstrações Contábeis consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

NOTA 4 - ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da Administração da Companhia e suas controladas, frequentemente como decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado das entidades. As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das presentes Demonstrações Contábeis da Companhia e de suas controladas a Administração adotou estimativas e premissas baseada na experiência histórica e outros fatores que entendem como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Administração da Companhia e de suas controladas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

I) Ativo Fiscal Diferido - o método para apuração e contabilização do IRPJ e CSLL passivos é aplicado para determinação do IRPJ e CSLL diferidos gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e para compensação com prejuízos fiscais e bases negativas de CSLL acumulados. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Notas Explicativas

II) Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração - A Administração da Companhia e de suas controladas adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela ANEEL aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pelas empresas controladas da Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada pela Administração a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor contábil residual existente ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

III) Provisão para desmobilização de ativos - A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo esperado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos.

IV) Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final os contratos de concessão, com direito de recebimento integral de indenização do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados. Existe discussão de interpretação legal e regulatória sobre a base de determinação do valor indenizável, havendo diferentes interpretações. Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia baseada em parecer de consultor jurídico independente adotou a premissa de que será indenizada pelo valor residual contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação

Notas Explicativas

dos ativos de geração que possuem cláusula de indenização prevista nos contratos e das operações de transmissão e distribuição de energia elétrica que foram classificadas no escopo da ICPC-01(IFRIC-12).

V) Obrigações atuariais

As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações Contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas à época do julgamento efetuado.

VI) Vida útil dos bens do imobilizado

As controladas da Eletrobrás utilizam os critérios definidos na resolução ANEEL n.367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

NOTA 5 - NORMAS, ALTERAÇÕES E INTERPRETAÇÕES DE NORMAS QUE AINDA NÃO ESTÃO EM VIGOR

As alterações e interpretações a seguir foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados após 1º de janeiro de 2011, e não houve adoção antecipada dessas normas por parte da Companhia exceto pelo IAS 24.

a) IAS 12 Imposto de renda

Norma corrigida em dezembro de 2010, esclarece quanto a dificuldade de mensuração se a recuperabilidade de um ativo se dará através da venda ou do uso quando o ativo estiver classificado como propriedade para investimento. A presunção apresentada nessa correção é de que o valor desse ativo será recuperado normalmente através da venda. A Administração da Companhia está avaliando esse impacto nas Demonstrações Contábeis.

b) IAS 24 Revisado (revisado), Divulgações de Partes Relacionadas

Notas Explicativas

Emitido em novembro de 2009 e substitui o IAS 24, Divulgações de Partes Relacionadas, emitido em 2003. O IAS 24 (revisado) é obrigatório para períodos iniciando em ou após 1º de janeiro de 2011. Como a aplicação prévia, no todo ou em parte, é permitida, houve adoção antecipada dessa norma. Os efeitos dessa são de divulgação e não trarão impactos significativos nas Demonstrações Contábeis da Companhia.

c) IFRS 9 Instrumentos Financeiros

Emitida em novembro de 2009, esta norma introduz novas exigências para classificar e mensurar os ativos financeiros. A norma será aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013, e sua adoção antecipada é permitida. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento. Não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia.

d) IFRIC 19 Extinção dos Passivos Financeiros com Instrumentos Patrimoniais

Pronunciamento está em vigor desde 1º de julho de 2010. Esclarece as exigências do IASB quando uma entidade renegocia os termos de um passivo financeiro com seu credor, e este concorda em aceitar as ações da entidade ou outros instrumentos de capital para liquidar o passivo financeiro total ou parcialmente. A Companhia aplicará a interpretação a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não se espera que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

e) Alteração ao IFRIC 14 e IAS 19 - Limite de Ativo de Benefício Definido, Exigências Mínimas de Provimento de Recursos (funding) e sua Interação

Retira as consequências não intencionais que surgem do tratamento de pagamentos antecipados, no qual há uma exigência mínima de provimento de recursos. Os resultados nos pagamentos antecipados das contribuições em determinadas circunstâncias são reconhecidos como ativo, em vez de despesa. As alterações entraram em vigor em 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

f) Alteração ao IFRS 7 Instrumentos Financeiros

Notas Explicativas

Enfatiza a interação entre divulgações quantitativas e qualitativas sobre a natureza e a extensão dos riscos associados com os instrumentos financeiros. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011 de forma retroativa. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

g) Alteração ao IAS 1 Apresentação das Demonstrações Contábeis

Esclarece que uma entidade apresentará uma análise de outros resultados abrangentes para cada componente do patrimônio líquido, na demonstração das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas às demonstrações contábeis. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011, de forma retroativa. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

h) Alteração ao IAS 34 Apresentação de Relatórios Financeiros Intermediários

Oferece orientação para ilustrar como aplicar os princípios de divulgação no IAS 34 e acrescenta exigências de divulgação acerca de: a) circunstâncias que provavelmente afetarão os valores justos dos instrumentos financeiros e sua classificação; b) transferências de instrumentos financeiros entre níveis diferentes da hierarquia do valor justo; c) mudanças na classificação dos ativos financeiros; e d) mudanças nos passivos e ativos contingentes. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento, porém não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

i) Alteração ao IFRIC 13 Programas de Fidelização de Clientes

O significado de "valor justo" é esclarecido no contexto de mensuração de concessão de créditos nos programas de fidelização de clientes. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

Notas Explicativas

j) Alteração no IAS 32, Instrumentos Financeiros: Apresentação - Classificação dos Direitos de Ações

Alteração emitida em outubro de 2009. A alteração aplica-se a períodos anuais iniciando em/ou após 1º de fevereiro de 2010. Aplicação antecipada é permitida. A alteração aborda a contabilização de direitos de ações denominados em outra moeda que não a funcional do emissor. Contanto que determinadas condições sejam atendidas, esses direitos de ações agora são classificados como patrimônio, independente da moeda em que o preço de exercício é denominado. Anteriormente, as ações tinham de ser contabilizadas como passivos derivativos. A alteração aplica-se retroativamente, de acordo com o IAS 8 "Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas Contábeis e Erros". A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

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

NOTA 6 - TRANSIÇÃO PARA O IFRS

6.1 - Base da transição para o IFRS

6.1.1 - Aplicação do IFRS 1

As Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 são as primeiras Demonstrações Contábeis consolidadas anuais em conformidade com os IFRSs. A Companhia aplicou o IFRS 1 na preparação dessas Demonstrações Contábeis consolidadas.

A data de transição da Companhia é 1º de janeiro de 2009. A Companhia preparou seu balanço patrimonial de abertura segundo o IFRS nessa data.

Notas Explicativas

Na preparação das Demonstrações Contábeis de acordo com o IFRS 1, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias relevantes e certas isenções opcionais em relação à aplicação completa retrospectiva do IFRS.

6.1.2 - Isenções da aplicação retrospectiva completa adotadas pela Companhia

A Companhia optou por aplicar as seguintes isenções com relação à aplicação retrospectiva:

a) Isenção do benefício a empregados

A Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais passados cumulativamente em 1º de janeiro de 2009. A aplicação dessa isenção está detalhada na Nota 31.

b) Isenção para apresentação dos ajustes acumulados de conversão cambial

A Companhia optou por zerar os efeitos acumulados na data de transição para IFRS, decorrentes de conversão de Demonstrações Contábeis e transição ao IFRS, a Companhia reconheceu os ajustes de conversão diretamente em conta específica do patrimônio líquido.

c) Isenção para capitalização de custos de empréstimos

A Companhia optou por aplicar a isenção prevista no IFRS 1 em relação aos custos de empréstimos e não reprocessou as capitalizações de juros anteriores à data de transição.

d) Isenção para o tratamento inicial do IFRIC 12

A Companhia optou por aplicar a isenção prevista no IFRS 1 com relação a infraestrutura dos ativos classificados como sendo de concessão na data de transição e efetuou as correspondentes reclassificações com base no valor residual contábil em 1º de janeiro de 2009, visto os contratos de concessão da Companhia serem substancialmente antigos, não sendo praticável efetuar o ajuste de forma retrospectiva.

Notas Explicativas

e) Uso do custo atribuído

A Companhia não registrou a mais valia dos ativos pelo seu valor justo. Dado o fato da proximidade do fim das concessões de parte relevante das operações da Companhia (no ano de 2015) e considerando-se as incertezas com relação ao valor de indenização foi mantido o custo histórico como base de valor do ativo imobilizado. A Companhia tem o entendimento que o valor justo dos seus ativos supera o seu valor contábil, no entanto de forma conservadora e levando-se em consideração parecer de consultor jurídico independente e também a avaliação da capacidade de realização de seus ativos, a Companhia concluiu que o custo histórico representa nesse momento a melhor base de mensuração contábil do ativo imobilizado. A consideração da indenização pelo valor contábil foi mantida de modo uniforme para várias premissas relevantes adotadas no *impairment* de ativos e inclusão na formação do valor residual dos ativos.

As demais isenções previstas no IFRS 1 não são aplicáveis à Companhia e suas controladas.

6.1.3 - Exceções da aplicação retrospectiva seguidas pela Companhia

A Companhia aplicou a exceção obrigatória relativa às estimativas na aplicação retrospectiva, dado que as estimativas segundo o IFRS em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009, são consistentes com as estimativas feitas nas mesmas datas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As outras exceções obrigatórias no IFRS 1 não se aplicaram, pois não houve diferenças significativas com relação às práticas contábeis adotadas no Brasil nessas áreas ou não eram aplicáveis a Companhia:

- Contabilização de *hedge*;
- Reversão de ativos e passivos financeiros; e
- Participação de acionistas não controladores.

6.2 - Conciliação entre BR GAAP e IFRS

Abaixo seguem explicações sobre os ajustes relevantes nos balanços patrimoniais e na demonstração do resultado, e depois as conciliações apresentando a quantificação dos efeitos da transição.

Notas Explicativas

a) Consolidação de SPE

As sociedades de propósito específico SPE, que anteriormente não eram consolidadas, passaram a ser consolidadas para atendimento ao IFRS. A Companhia passou a efetuar a consolidação proporcional dos investimentos que se qualificam como sendo de controle compartilhado, a partir de 1º de janeiro de 2009.

b) Ajuste de obrigações de aposentadoria

A Companhia optou por aplicar a isenção de benefícios a empregados do IFRS 1. Adicionalmente a Companhia adotou os critérios de limite de reconhecimento de ativo atuarial conforme previsto no IFRIC 14, e dos requisitos de cobertura mínima também previstos na referida norma. Esses ajustes foram efetuados substancialmente no saldo de abertura.

c) Uso do bem público - UBP

A Companhia registrou o valor presente das obrigações de pagamento pelo uso do bem público, ou concessão onerosa, como passivo, em contrapartida de um ativo intangível na data de transição para o IFRS.

d) Juros sobre capital próprio - JCP e dividendos

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os juros sobre o capital próprio e os dividendos são reconhecidos no final do exercício, ainda que os dividendos não tenham sido oficialmente declarados, o que ocorrerá no exercício seguinte.

e) Ativo imobilizado

Conforme previsto no plano de contas específico do setor elétrico aprovado pela ANEEL, nos anos anteriores houve capitalização de diversos gastos que não se qualificam como gastos capitalizáveis de acordo com o IAS 36. Entre esses gastos estão incluídos: determinadas despesas gerais e administrativas, juros de capital próprio capitalizados sobre as obras em andamento, variação cambial, gastos ambientais retardatários e outros. Em contrapartida a legislação societária brasileira estabeleceu a correção monetária dos ativos não monetários até o ano de 1995, sendo que de

Notas Explicativas

acordo com a definição de economia hiperinflacionária nos termos do IAS 29 a aplicação da correção monetária dos referidos ativos deveria ser efetuada até 1997. A Companhia efetuou levantamento dos referidos gastos para os bens de geração de energia elétrica que permaneceram classificados como ativo imobilizado. Nesse levantamento ajustes, e considere-se também o fato da Companhia considerar na base de formação do valor residual do ativo imobilizado a ser objeto de ressarcimento o seu valor contábil.

f) Classificação de caixa e equivalentes da caixa

A Companhia possui investimentos em fundos exclusivos cuja carteira é composta de forma substancial por títulos públicos de longo prazo, fazendo parte do perfil de investimentos a aquisição de tais títulos como base principal. Esses títulos possuem em sua maioria vencimentos em um prazo superior a 90 dias. Os investimentos dessa natureza passaram a ser classificados com aplicações financeiras conforme o IAS 7.

g) Ativos e passivos regulatórios

As empresas de distribuição de energia elétrica registravam, de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, ativos e passivos regulatórios a serem objeto de recomposição tarifária em períodos subseqüentes. Esses ativos e passivos não estão previstos no atual framework contábil do IFRS e foram revertidos em todos os períodos apresentados.

h) Investimentos

Determinados investimentos em participações societárias minoritárias que eram avaliados ao custo pelas práticas contábeis anteriormente adotadas passaram a ser avaliados a mercado de acordo com o IAS 39 e foram classificados como disponíveis para venda.

i) Adiantamentos para futuro aumento de capital - AFAC

Os adiantamentos que se encontravam classificados no patrimônio líquido foram reclassificados para o passivo não circulante, visto não atenderem as condições de classificação como instrumento de patrimônio conforme especificado no IAS 32.

j) Dividendos propostos

Notas Explicativas

Somente os dividendos mínimos obrigatórios devem ser registrados no passivo nas Demonstrações Contábeis antes de sua aprovação. A proposta da Administração de distribuição de dividendos excedentes ao mínimo obrigatório deve ser registrada dentro do patrimônio líquido, em conta específica dentro da reserva de lucros, denominada reserva de dividendos propostos, a ser registrado passivo após aprovação em Assembléia Geral Ordinária. Desta forma, foi efetuada a reclassificação dos dividendos registrados no passivo em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009, referente a proposta da Administração de distribuição de dividendos complementares do exercício, para a referida conta no patrimônio líquido.

k) Receita líquida

De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. O CPC 30 Receitas define que, para fins de divulgação na demonstração do resultado, a receita deve incluir somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade quando originários de suas próprias atividades. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como os tributos sobre vendas e os recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento determinados pela ANEEL, não são benefícios econômicos que fluam para a entidade e não resultam em aumento do patrimônio líquido; portanto, não devem ser apresentados como receita.

l) Lucros acumulados

Exceto pelos itens de reclassificação, todos os ajustes acima foram registrados contra lucros acumulados iniciais em 1º de janeiro de 2009.

As seguintes reconciliações apresentam a quantificação do efeito da transição para o IFRS nas seguintes datas:

- Balanço Patrimonial na data de transição de 1º de janeiro de 2009 (Nota 6.2.1)
- Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2009 (Nota 6.2.2)
- Lucro líquido para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 (Nota 6.2.3)

6.2.1 - Reconciliação do balanço patrimonial em - 01/01/2009

Notas Explicativas

I - Controladora

ATIVO	CONTROLADORA		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanço de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	9.370.041	(6.638.802)	2.731.239
Caixa restrito	734.386		734.386
Contas a receber	1.709.569	(1.670.038)	39.531
Ativo financeiro de Itaipu	-	388.414	388.414
Financiamentos e empréstimos	2.697.114		2.697.114
Conta de Consumo de Combustível	573.993		573.993
Remuneração de participações societárias	1.212.966	(700.569)	512.397
Títulos e valores mobiliários	-	6.638.802	6.638.802
Créditos renegociados	84.371	(84.371)	-
Tributos a Recuperar	1.418.353	(1.272.246)	146.107
Direito de ressarcimento	516.766	(516.766)	-
Devedores diversos	171.165		171.165
Almoxarifado	1.879		1.879
Outros	87.306	(6.424)	80.882
	18.577.909	(3.862.000)	14.715.909
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	39.537.157		39.537.157
Contas a receber	199.646	(199.646)	-
Títulos e valores mobiliários	613.374		613.374
Ativo financeiro de Itaipu	-	2.061.683	2.061.683
Ativos fiscais diferidos	1.348.168		1.348.168
Cauções e depósitos vinculados	-	407.304	407.304
Conta de Consumo de Combustível	572.279		572.279
Direito de ressarcimento	4.312.809	(4.312.809)	-
Outros	73.547	(30)	73.517
	46.656.980	(2.043.498)	44.613.482
Adiantamentos para participação societária	730.281	1.348.398	2.078.679
	47.387.261	(695.100)	46.692.161
INVESTIMENTOS	43.682.716	(3.282.290)	40.400.426
IMOBILIZADO	25.494		25.494
INTANGÍVEL	53.706		53.706
	43.761.916	(3.282.290)	40.479.626
TOTAL DO ATIVO	109.727.086	(7.839.390)	101.887.696

Notas Explicativas

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	192.181		192.181
Empréstimo compulsório	85.205	-	85.205
Fornecedores	1.676.071	(1.445.709)	230.362
Adiantamento de clientes	15.381		15.381
Tributos e contribuições sociais	1.363.854	(1.272.246)	91.608
Conta de Consumo de Combustível	649.341		649.341
Remuneração aos acionistas	1.914.222	(257.836)	1.656.386
Créditos do Tesouro Nacional	72.236		72.236
Obrigações estimadas	67.835		67.835
Obrigações de ressarcimento	923.344	(443.476)	479.868
Outros	78.910		78.910
	7.038.580	(3.419.267)	3.619.313
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	11.159.700		11.159.700
Créditos do Tesouro Nacional	2.854.201	(2.450.772)	403.429
Fornecedores			-
Empréstimo compulsório	129.866		129.866
Tributos e contribuições sociais	943.882	245.320	1.189.202
Remuneração aos acionistas			-
Conta de Consumo de Combustível	572.279		572.279
Provisões para contingências	1.009.514	407.304	1.416.818
Provisão para passivo a descoberto em controladas	353.921	1.520.641	1.874.562
Adiantamentos para futuro aumento de capital		4.287.353	4.287.353
Outros	46.784		46.784
	17.070.147	4.009.846	21.079.993
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567		26.156.567
Ações em Tesouraria	-		-
Reservas de capital	26.048.342		26.048.342
Reservas de reavaliação	196.906	(196.906)	-
Reservas de lucros	28.900.908		28.900.908
Lucros acumulados		-408.684	(4.086.684)
Ajustes de avaliação patrimonial	28.285	168.621	196.906
Dividendo Adicional Proposto		257.836	257.836
Outros resultados abrangentes		(285.485)	(285.485)
Participação de acionistas não controladores			-
	81.331.008	(4.142.618)	77.188.390
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.287.353		-
	85.618.361	(4.142.618)	77.188.390
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	109.727.088	(3.552.039)	101.887.696

Notas Explicativas

II - Consolidado

ATIVO	CONSOLIDADO		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
		PARA IFRS	Balço de
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	12.832.000	(7.304.532)	5.527.468
Caixa restrito	734.386	(0)	734.386
Contas a receber	4.341.459	(1.223.065)	3.118.394
Contas a receber		3.118.394	3.118.394
Ativo financeiro de contratos de concessão		522.851	522.851
Ativo financeiro de Itaipu		1.100.155	1.100.155
Financiamentos e empréstimos	1.493.271	6.149	1.499.420
Conta de Consumo de Combustível	554.748	(3.854)	550.894
Remuneração de participações societárias	261.093	(199.142)	61.951
Títulos e valores mobiliários	-	7.439.509	7.439.509
Créditos renegociados	619.871	(619.871)	-
Ativos fiscais diferidos	2.081.850	(1.571.967)	509.883
Direito de ressarcimento	516.766	11.043	527.809
Devedores diversos	377.879	(4.809)	373.070
Almoxarifado	759.963	(164.053)	595.911
Despesas pagas antecipadamente	76.874	(31.596)	45.278
Instrumentos financeiros		52.640	52.640
Outros	947.497	(584.553)	362.944
	25.597.657	543.300	26.140.957
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	13.467.643	(62.465)	13.405.178
Créditos renegociados	2.070.302	(2.070.302)	-
Contas a receber	-	1.874.062	1.874.062
Títulos e valores mobiliários	617.889	584	618.473
Estoque de combustível nuclear	725.142	(4.848)	720.294
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	20.821.244	20.821.244
Ativo financeiro de Itaipu	-	24.119.962	24.119.962
Ativos fiscais diferidos	2.786.948	663.769	3.450.717
Cauções e depósitos vinculados		991.957	991.957
Conta de Consumo de Combustível	572.279		572.279
Direito de ressarcimento	4.312.809	(4.312.809)	-
Instrumentos financeiros	-	40.050	40.050
Outros	1.363.886	(351.644)	1.012.242
	25.916.898	41.709.560	67.626.458
Adiantamentos para participação societária	4.027	1	4.028
	25.920.925	41.709.561	67.630.486
INVESTIMENTOS	5.896.865	(853.721)	5.043.144
IMOBILIZADO	80.262.674	(43.767.016)	36.495.658
INTANGÍVEL			
Contratos de concessão	-	1.328.055	1.328.055
Outros	375.811	636.432	1.012.243
	86.535.350	(44.620.737)	43.879.100
TOTAL DO ATIVO	138.053.932	(2.367.876)	137.650.542

Notas Explicativas

Notas Explicativas

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONSOLIDADO		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	1.714.611	(579.115)	1.135.497
Empréstimo compulsório	85.205	741	85.946
Fornecedores	2.594.567	(90.274)	2.504.293
Adiantamento de clientes	53.159	-	53.159
Tributos e contribuições sociais	2.075.726	(1.265.190)	810.536
Conta de Consumo de Combustível	670.482	(2.856)	667.626
Remuneração aos acionistas	1.948.109	(260.661)	1.687.448
Créditos do Tesouro Nacional	72.236	-	72.236
Obrigações estimadas	550.573	50.088	600.661
Obrigações de ressarcimento	923.344	(443.476)	479.868
Previdência complementar	502.699	7.498	510.197
Provisões para contingências	1.481.709	(1.178.257)	303.452
Taxas regulamentares	708.285	(13.038)	695.247
Arrendamento mercantil	-	106.435	106.435
Concessões a pagar	-	-	-
Instrumentos financeiros	-	296.134	296.134
Outros	906.311	(253.895)	652.417
	14.287.017	(3.625.866)	10.661.151
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	18.297.562	8.612.669	26.910.231
Créditos do Tesouro Nacional	2.854.201	(2.450.772)	403.429
Fornecedores	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	7.193.770	(7.193.770)	-
Empréstimo compulsório	129.866	-	129.866
Tributos e contribuições sociais	2.713.664	(241.492)	2.472.172
Remuneração aos acionistas	-	-	-
Obrigações para desmobilização de ativos	266.168	-	266.168
Adiantamento de clientes	1.018.488	-	1.018.488
Conta de Consumo de Combustível	1.432.982	(19.943)	1.413.039
Provisões para contingências	1.695.556	2.074.109	3.769.666
Previdência complementar	1.567.002	612.842	2.179.845
Provisão para passivo a descoberto em controladas	-	(1)	(1)
Obrigações de ressarcimento	-	-	-
Arrendamento mercantil	-	1.685.071	1.685.071
Concessões a pagar	-	656.249	656.249
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4.287.353	4.287.353
Instrumentos financeiros	-	40.050	40.050
Outros	746.628	357.133	1.103.761
	37.915.887	8.419.499	46.335.386
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	232.668	(232.668)	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567	0	26.156.567
Ações em Tesouraria	-	0	-
Reservas de capital	26.048.342	0	26.048.342
Reservas de reavaliação	196.906	(196.906)	-
Reservas de lucros	28.900.908	0	28.900.908
Lucros acumulados	-	(4.086.684)	(4.086.684)
Ajustes de avaliação patrimonial	28.285	168.621	196.906
Dividendo Adicional Proposto	-	257.836	257.836
Outros resultados abrangentes	-	(285.485)	(285.485)
Participação de acionistas não controladores	-	121.516	121.516
	81.331.008	(4.021.102)	77.309.906
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.287.351	-	-
	85.618.359	(4.021.102)	77.309.906
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	138.053.932	772.531	134.306.443

Notas Explicativas

6.2.2 - Reconciliação do balanço patrimonial em 31/12/2009

I - Controladora

ATIVO	CONTROLADORA		
	31/12/2009	AJUSTES	31/12/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	12.495.719	(6.919.179)	5.576.540
Caixa restrito	1.341.719		1.341.719
Contas a receber	1.611.189	(1.526.524)	84.665
Ativo financeiro de Itaipu		267.408	267.408
Financiamentos e empréstimos	3.539.436		3.539.436
Conta de Consumo de Combustível	375.558		375.558
Remuneração de participações societárias	1.483.062	(915.241)	567.821
Títulos e valores mobiliários	-	6.919.179	6.919.179
Créditos renegociados	51.786	(51.786)	-
Tributos a Recuperar	701.025	380.642	1.081.667
Direito de ressarcimento	278.239	(278.239)	-
Devedores diversos	382.315		382.315
Almoxarifado	1.960		1.960
Outros	141.943	(20.802)	121.141
	22.403.951	(2.144.542)	20.259.409
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	25.177.898		25.177.898
Contas a receber	104.337	(104.337)	-
Títulos e valores mobiliários	682.624	-	682.624
Ativo financeiro de Itaipu		874.420	874.420
Ativos fiscais diferidos	2.493.243	(601.235)	1.892.008
Cauções e depósitos vinculados	-	489.890	489.890
Conta de Consumo de Combustível	1.074.402		1.074.402
Direito de ressarcimento	1.803.348	(1.803.348)	-
Outros	141.992		141.992
	31.477.844	(1.144.610)	30.333.234
Adiantamentos para participação societária	9.926.015	1.858.603	11.784.618
	41.403.859	713.993	42.117.852
INVESTIMENTOS	44.024.992	(1.343.795)	42.681.197
IMOBILIZADO	30.899		30.899
INTANGÍVEL	51.855		51.855
	44.107.746	(1.343.795)	42.763.951
TOTAL DO ATIVO	107.915.556	(2.774.344)	105.141.212

Notas Explicativas

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA		
	31/12/2009 BR GAAP	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009 IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	230.045		230.045
Empréstimo compulsório	12.941		12.941
Fornecedores	1.509.907	(1.202.898)	307.009
Adiantamento de clientes	24.108		24.108
Tributos e contribuições sociais	236.560	(220.593)	15.967
Conta de Consumo de Combustível	923.535		923.535
Remuneração aos acionistas	3.526.522	(370.755)	3.155.767
Créditos do Tesouro Nacional	76.036		76.036
Obrigações estimadas	9.448		9.448
Obrigações de ressarcimento	1.264.046	(407.045)	857.001
Previdência complementar	37.448	(37.448)	-
Outros	45.130	37.447	82.577
	7.895.726	(2.201.292)	5.694.434
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	12.528.895		12.528.895
Créditos do Tesouro Nacional	1.344.571	(1.033.265)	311.306
Empréstimo compulsório	127.358		127.358
Tributos e contribuições sociais	-	70.266	70.266
Remuneração aos acionistas	7.697.579		7.697.579
Conta de Consumo de Combustível	908.832		908.832
Provisões para contingências	827.685	489.890	1.317.575
Previdência complementar	101.472		101.472
Provisão para passivo a descoberto em controladas	53.660	2.159.460	2.213.120
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4.712.825	4.712.825
Outros	337.993	-126.949	211.044
	23.928.045	6.272.227	30.200.272
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567		26.156.567
Reservas de capital	26.048.342		26.048.342
Reservas de reavaliação	179.427	(179.427)	-
Reservas de lucros	19.009.667	1	19.009.668
Lucros acumulados		(3.345.744)	(3.345.744)
Ajustes de avaliação patrimonial	(15.043)	194.470	179.427
Dividendo Adicional Proposto		370.755	370.755
Outros resultados abrangentes		827.491	827.491
	71.378.960	(2.132.454)	69.246.506
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.712.825	(4.712.825)	-
	76.091.785	(6.845.279)	69.246.506
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	107.915.556	(2.774.344)	105.141.212

Notas Explicativas

II - Consolidado

Notas Explicativas

ATIVO	CONSOLIDADO		
	31/12/2009	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	15.398.093	(6.780.799)	8.617.294
Caixa restrito	1.341.719	(0)	1.341.719
Consumidores e revendedores	4.260.617	(4.260.617)	-
Contas a receber	-	3.102.079	3.102.079
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	715.720	715.720
Ativo financeiro de Itaipu	-	854.656	854.656
Financiamentos e empréstimos	1.922.866	3.327	1.926.193
Conta de Consumo de Combustível	375.558	502.275	877.833
Remuneração de participações societárias	340.607	(261.881)	78.726
Títulos e valores mobiliários	-	7.662.640	7.662.640
Créditos renegociados	421.922	(421.922)	-
Ativos fiscais diferidos	1.120.239	206.694	1.326.933
Direito de ressarcimento	946.212	(724.693)	221.519
Devedores diversos	582.749	19.982	602.731
Almoxarifado	859.285	(184.181)	675.104
Despesas pagas antecipadamente	88.176	(29.411)	58.765
Instrumentos financeiros	-	227.540	227.540
Outros	536.922	(25.150)	511.773
	28.194.966	606.260	28.801.225
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	9.836.412	3.416	9.839.828
Créditos renegociados	1.523.630	(1.523.630)	-
Contas a receber	-	1.431.080	1.431.080
Títulos e valores mobiliários	687.291	(103)	687.188
Estoque de combustível nuclear	755.434	-	755.434
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	22.352.102	22.352.102
Ativo financeiro de Itaipu	-	16.744.837	16.744.837
Ativos fiscais diferidos	4.581.036	(87.813)	4.493.223
Cauções e depósitos vinculados	-	152.131,359	1.521.317
Conta de Consumo de Combustível	1.074.402	99.178	1.173.580
Direito de ressarcimento	1.842.309	(1.842.309)	-
Instrumentos financeiros	-	228.020	228.020
Outros	712.452	53.694	766.145
	21.012.966	38.979.789	59.992.755
Adiantamentos para participação societária	4.000	-	4.000
	21.016.966	38.979.789	59.996.755
INVESTIMENTOS	6.816.146	(1.528.039)	5.288.107
IMOBILIZADO	77.261.818	(35.664.213)	41.597.605
INTANGÍVEL	-		
Contratos de concessão	-	991.879	991.879
Outros	526.764	506.040	1.032.804
	84.604.728	(37.192.252)	48.910.395
TOTAL DO ATIVO	133.816.660	2.393.797	137.708.376

Notas Explicativas

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONSOLIDADO		
	31/12/2009 BR GAAP	AJUSTES PARA IFRS CONSOLIDAÇÃO	31/12/2009 IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	998.626	116.649	1.115.275
Empréstimo compulsório	12.941	734	13.675
Fornecedores	3.471.735	(392.121)	3.079.614
Adiantamento de clientes	63.400	-	63.400
Tributos e contribuições sociais	1.144.100	(180.735)	963.365
Conta de Consumo de Combustível	923.535	-	923.535
Remuneração aos acionistas	3.553.545	-339095,4716	3.214.450
Créditos do Tesouro Nacional	76.036	-	76.036
Obrigações estimadas	832.535	(160.321)	672.214
Obrigações de ressarcimento	1.264.046	(407.045)	857.001
Previdência complementar	423.087	(71.938)	351.149
Provisões para contingências	121.526	131.182	252.708
Taxas regulamentares	596.468	(7.035)	589.433
Arrendamento mercantil	-	108827	108.827
Concessões a pagar	-	0	-
Instrumentos financeiros	-	40050	40.050
Outros	681.843	267.270	949.113
	14.163.424	(893.579)	13.269.844
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	16.791.118	11.601.424	28.392.542
Créditos do Tesouro Nacional	1.344.571	1.033.265	311.306
Fornecedores	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	7.656.946	-7656946	-
Empréstimo compulsório	127.358	-	127.358
Tributos e contribuições sociais	1.155.410	118.480	1.273.890
Remuneração aos acionistas	7.697.579	-	7.697.579
Obrigações para desmobilização de ativos	215.306	108.020	323.326
Adiantamento de clientes	978.980	-	978.980
Conta de Consumo de Combustível	908.832	435.548	1.344.380
Provisões para contingências	2.302.017	1.226.900	3.528.917
Previdência complementar	2.000.398	8.387	1.992.012
Provisão para passivo a descoberto em controladas	-	-	-
Obrigações de ressarcimento	-	-	-
Arrendamento mercantil	-	1639448	1.639.448
Concessões a pagar	-	761131	761.131
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4712825	4.712.825
Instrumentos financeiros	-	228020	228.020
Outros	2.177.792	430.024	1.747.768
	43.356.307	11.703.174	55.059.482
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	205.144	(205.144)	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567	0	26.156.567
Ações em Tesouraria	-	0	-
Reservas de capital	26.048.342	0	26.048.342
Reservas de reavaliação	179.427	-179427	-
Reservas de lucros	19.009.667	1	19.009.668
Lucros acumulados	-	(3.345.744)	(3.345.744)
Ajustes de avaliação patrimonial	(15.043)	194.470	179.427
Dividendo Adicional Proposto	-	370.755	370.755
Outros resultados abrangentes	-	827491,1062	827.491
Participação de acionistas não controladores	-	132.543	132.543
	71.378.960	(1.999.910)	69.379.050
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.712.825	(4.712.825)	-
	76.091.785	(6.712.735)	69.379.050
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	133.816.660	4.096.860	137.708.376

6.2.3 - Reconciliação da demonstração de resultado em 31/12/2009

Notas Explicativas

I - Controladora

	CONTROLADORA		
	31/12/2009 BR GAAP	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009 IFRS
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	9.438.727	(4.772.741)	4.665.986
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	434.499		434.499
Participação de empregados e administradores nos resultados	27.000		27.000
Energia comprada para revenda	7.298.919	(5.699.187)	1.599.732
PASEP e COFINS	43.159	(43.159)	-
Depreciação e amortização	6.075		6.075
Provisões operacionais	1.109.291	225.400	1.334.691
Doações e contribuições	183.045		183.045
Outras	65.342		65.342
	9.167.330	(5.516.947)	3.650.383
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	271.397	744.206	1.015.603
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	3.884.310		3.884.310
Receita de aplicações financeiras	1.147.357		1.147.357
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	3.782	(3.264)	518
Atualizações monetárias	175.509		175.509
Outras receitas financeiras	106.407		106.407
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(643.592)		(643.592)
Encargos sobre recursos de acionistas	(1.422.982)		(1.422.982)
Atualizações cambiais	(4.618.216)		(4.618.216)
	(1.367.425)	(3.264)	(1.370.689)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(1.096.028)	740.942	(355.086)
Imposto de renda	932.493		932.493
Contribuição social sobre o lucro líquido	334.061		334.061
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	170.527	740.942	911.469
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	170.527		911.469
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	-		-

Notas Explicativas

II - Consolidado

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO		
	31/12/2009	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	IFRS
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27.652.513	(2.940.577)	24.711.937
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	6.453.314	32.904	6.486.218
Participação de empregados e administradores nos resultados	207.482	77.052	284.534
Energia comprada para revenda	6.122.533	(2.541.137)	3.581.396
Combustível para produção de energia elétrica	742.372	13.913	756.285
PASEP e COFINS	1.504.665	(1.504.665)	-
Uso da rede elétrica	1.270.463	(7.055)	1.263.408
Remuneração e ressarcimento	1.184.482	3.550	1.188.032
Depreciação e amortização	2.397.874	(773.628)	1.624.246
Amortização - Ativos vinculados à Distribuição	-	-	-
Operação e manutenção - distribuição	-	-	-
Construção	-	1.723.960	1.723.960
Operação e manutenção - Transmissão	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Depreciação e amortização - Imobilizado e Intangível	-	-	-
Provisões operacionais	1.516.796	623.610	2.140.406
Resultado a compensar de Itaipu	669.675	(1)	669.675
Doações e contribuições	237.872	106	237.978
Outras	904.351	(199.903)	704.449
	23.211.880	(2.551.294)	20.660.585
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	4.440.634	(389.283)	4.051.351
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	1.037.626	(2.139)	1.035.487
Receita de aplicações financeiras	1.416.513	48.269	1.464.782
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	200.148	27.997	228.145
Atualizações monetárias	334.699	21.323	356.023
Outras receitas financeiras	-	736.766	736.766
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(1.686.761)	(71.712)	(1.758.473)
Encargos de arrendamento mercantil	0	(213.470)	(213.470)
Encargos sobre recursos de acionistas	(1.467.632)	(1.081)	(1.468.713)
Atualizações cambiais	(3.979.338)	(39.304)	(4.018.643)
Outras despesas financeiras	(1.129.157)	1.129.157	-
	(5.273.903)	1.635.806	(3.638.097)
OUTRAS (DESPESAS) E RECEITAS	(97.697)		
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(930.966)	1.246.523	413.254
Imposto de renda	887.304	(251.429)	635.875
Contribuição social sobre o lucro líquido	309.115	(108.105)	201.010
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	265.453	886.989	1.250.139
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	170.526	740.942	911.467
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	94.927	243.745	338.673

Notas Explicativas

6.2.4 - Efeitos em cada trimestre de 2009 e 2010, em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011.

(Valores expressos em R\$ Milhões)

Reconciliação do PL	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	2009			2010		
	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Período findo em:						
Patrimônio Líquido publicado	86.111	84.360	85.121	76.968	78.049	78.965
Dividendos	68	(68)	-	84	(84)	-
IAS 16 - Imobilizado	(168)	(1.023)	1.160	(1.348)	(273)	(222)
Derivativos	-	-	-	(187)	187	-
Arrendamento mercantil	(487)	(1)	(1)	(518)	(28)	(28)
Ativo regulatório	(327)	(23)	(29)	(408)	(45)	80
IFRIC 12 - Transmissão	70	(70)	41	92	8	18
IFRIC 12 - Distribuição	-	(2)	(3)	(5)	8	8
Benefício pós emprego	(493)	(12)	(14)	(137)	(1)	(3)
Reclassificações	467	(1.677)	65	(3.985)	(356)	(158)
Patrimônio Líquido reapresentado	85.240	81.484	86.340	70.555	77.466	78.660

Reconciliação do Resultado	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	2009			2010		
	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Trimestre findo em:						
Resultado publicado	101	(2.091)	454	738	995	800
IAS 16 - Imobilizado	28	-	154	(44)	8	13
Derivativos	-	70	-	-	-	-
Arrendamento mercantil	(1)	-	(3)	(95)	(276)	(214)
Ativo regulatório	(63)	-	(110)	(19)	25	(88)
IFRIC 12 - Transmissão	42	8	49	(184)	812	996
IFRIC 12 - Distribuição	-	91	10	(9)	96	284
Benefício pós emprego	(11)	(56)	(40)	22	50	269
Reclassificações	(2)	-	(2)	-	-	10
Resultado reapresentado	94	(1.978)	511	409	1.713	2.071

Considerando a extensão e a complexidade das alterações introduzidas pelos CPCs/IFRS, a companhia está divulgando os efeitos nas informações trimestrais, para fins de atendimento à deliberação CVM 656, com base no seu melhor entendimento.

Notas Explicativas

Estas informações trimestrais foram sujeitas aos procedimentos de revisão especial pelos auditores independentes da companhia de acordo com os requerimentos da Comissão de Valores Mobiliários para informações trimestrais (NPA 06 do IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeita aos procedimentos de auditoria.

NOTA 7 - CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
I - Caixa e Equivalente de Caixa:						
Caixa e Bancos	-	27.119	8.548	762.332	705.126	477.357
Aplicações Financeiras	5.598.702	5.549.421	2.722.691	8.457.837	7.912.168	5.050.111
	5.598.702	5.576.540	2.731.239	9.220.169	8.617.294	5.527.468
II - Caixa Restrito:						
CCC	1.287.256	475.565	156.354	1.287.255	475.565	156.354
Comercialização de EE de Itaipu	13.175	145.497	151.135	13.175	145.497	151.135
PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica)	757.787	720.657	426.897	757.788	720.657	426.897
	2.058.218	1.341.719	734.386	2.058.218	1.341.719	734.386
	7.656.920	6.918.259	3.465.625	11.278.387	9.959.013	6.261.854

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 2.917, de 19 de dezembro de 2001, do Banco Central do

Notas Explicativas

Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa média da SELIC.

NOTA 8 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas classificam os títulos como mantidos até o vencimento, com base nas estratégias da administração para esses ativos.

Os títulos e valores mobiliários mantidos até o vencimento estão registrados pelo custo de aquisição, acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente.

Os títulos apresentados no ativo circulante são destinados a negociação.

Os títulos CFT-E1 e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais FINOR e FINAN, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização, e portanto, apresentados líquidos:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	5.325.193	6.661.984	5.869.099	6.281.655	7.403.318	6.669.806

Notas Explicativas

LTN	420.233	219.990	656.088	426.077	222.117	656.088
NTN	66.528	37.188	114.684	66.528	37.188	114.684
DI FUTURO	(187)	17	(1.069)	(187)	17	(1.069)
TOTAL	5.811.767	6.919.179	6.638.802	6.774.073	7.662.640	7.439.509

NÃO CIRCULANTE

CFT	248.950	225.176	208.760	248.950	225.176	208.760
FINAN	620	620	6.422	620	620	6.422
FINOR	2.945	3.488	3.398	2.945	3.488	3.398
NTN	155.106	145.353	133.360	158.403	149.794	137.427
Rendimentos em						
Parcerias	158.884	149.818	165.442	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	194.761	157.685	90.697	194.761	157.685	90.697
Outros	484	483	5.295	5.342	607	6.328
TOTAL	761.750	682.623	613.374	769.905	687.188	618.474

Notas Explicativas

O detalhamento dos títulos e valores mobiliário se dá como se segue:

CONTROLADORA						
Títulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	Banco do Brasil	-	-	5.325.193	6.661.984	5.869.099
LTN	Banco do Brasil	-	-	420.233	219.990	656.088
NTN- B	Banco do Brasil	-	-	51.616	-	-
NTN- F	Banco do Brasil	-	-	14.912	37.188	114.684
DI futuro	Banco do Brasil	-	-	(187)	17	(1.069)
				5.811.767	6.919.179	6.638.802
NÃO CIRCULANTE						
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/2012	IGP-M	248.950	225.176	208.760
FINAM	Banco da Amazônia	-	-	620	620	6.422
FINOR	Banco do Nordeste	-	-	2.945	3.488	3.398
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	21/03/2018	-	2	2	2
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/2012	-	80.733	75.650	69.408
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/2012	-	58.471	54.790	50.269
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/2012	-	15.865	14.878	13.651
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	-	28	27	24
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	17/11/2014	-	-	-	6
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/2014	-	7	7	-

Notas Explicativas

Rendimento de Parceria	Banco do Brasil	-	-	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	Banco do Brasil	02/10/2032	-	194.761	157.685	90.697
Outros	Banco do Brasil	-	-	484	483	5.295
				761.750	682.624	613.374

CONSOLIDADO

Títulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	Banco do Brasil	-	-	6.281.655	7.403.318	6.669.806
LTN	Banco do Brasil	-	-	426.077	222.117	656.088
NTN- B	Banco do Brasil	-	-	51.616	-	-
NTN- F	Banco do Brasil	-	-	14.912	37.188	114.684
DI futuro	Banco do Brasil	-	-	(187)	17	(1.069)
				6.774.073	7.662.640	7.439.509
NÃO CIRCULANTE						
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/2012	IGP-M	248.950	225.176	208.760
FINAM	Banco da Amazônia	-	-	620	620	6.422
FINOR	Banco do Nordeste	-	-	2.945	3.488	3.398
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	21/03/2018	-	2	2	2
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/2012	-	80.733	75.650	69.408
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/2012	-	58.471	54.790	50.269
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/2012	-	15.865	14.878	13.651
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	-	28	27	24
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	17/11/2014	-	-	-	6
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/2014	-	7	7	-
NTN-P	Banco do Brasil	21/03/2018	TR+6% aa	2	1	1
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	126	122	120
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2014	TR+6% aa	3	3	3
NTN-P	Banco do Brasil	21/03/2018	TR+6% aa	-	1.331	1.279

Notas Explicativas

ELET	Banco do Brasil	-	-	-	-	876
NTN-P 740100	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	772	724	673
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2020	TR+6% aa	1	1	1
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2021	TR+6% aa	1	1	1
NTN-P 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	744	697	653
NTN-P 741806	Banco do Brasil	22/07/2013	TR+6% aa	3	3	3
NTN-P 741806	Banco do Brasil	16/06/2015	TR+6% aa	27	26	24
TDA	Banco do Brasil	Até 2019	TR+3% aa	4.739	-	-
NTN-P	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	358	344	330
NTN-P	Banco do Brasil	09/07/2014	TR+6% aa	170	164	157
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	318	304	291
NTN-P 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	610	571	531
NTN-B 760199	Banco do Brasil	15/05/2017	TR+6% aa	117	106	-
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2024	TR+6% aa	7	6	-
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2025	TR+6% aa	38	36	-
Telemar NL ON TMAR3	BNDES	-	-	2	2	2
Telemar NL PNA						
TMAR5	BNDES	-	-	20	25	25
ELET'S NTB-B 760199	Banco do Brasil	-	-	94	94	94
CPRM - CERT.						
023.994.1	Não identificado	-	-	3	3	3
Amazônia Celular						
TMAC3B	BNDES	-	-	-	-	20
Amazônia Celular						
TMAC11B	BNDES	-	-	-	-	12
Rendimento de Parceria	Banco do Brasil	-	-	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	Banco do Brasil	02/10/2032	-	194.761	157.685	90.697
Outros	Banco do Brasil	-	-	484	483	5.296
				769.905	687.188	618.474

a) CFT- E1 - Títulos públicos com remuneração equivalente à variação do IGP-M, sem juros, com data de resgate fixada a partir de agosto de 2012. A controladora mantém provisão para ajuste a valor de mercado na data base de 31 de dezembro de 2010, no montante de R\$ 93.673 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 84.728 e 01 de janeiro de 2009 - R\$105.465), apurada com base em deságios praticados no mercado de capitais e apresentada como redutora do respectivo ativo.

b) NTN-P - Títulos públicos recebidos em pagamento por alienação de investimentos societários no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND. Estes títulos possuem remuneração equivalente à variação da Taxa Referencial - TR, divulgada pelo

Notas Explicativas

Banco Central do Brasil, com juros de 6% a.a. incidentes sobre o valor atualizado com data de resgate fixada a partir de fevereiro de 2012.

c) RENDIMENTOS DE PARCERIAS - Referem-se aos rendimentos decorrentes dos investimentos em regime de parcerias, correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% a 13% a.a. sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
EATE	23.214	41.327	49.353
Tangará	96.782	73.320	64.620
Eleior	-	-	16.226
Guascor	38.187	29.680	26.396
Outras	701	5.491	8.846
	<u>158.884</u>	<u>149.818</u>	<u>165.441</u>

d) PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Paulista Lajeado	506.350	506.350	506.350
Ceb Lajeado	151.225	151.225	151.225
Valor de face	657.575	657.575	657.575
Ajuste a valor presente	(457.815)	(494.890)	(561.878)
Valor justo	<u>199.760</u>	<u>162.685</u>	<u>95.697</u>

e) OUTROS - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do FINOR/FINAM destinados a projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 291.772 (31

Notas Explicativas

de dezembro de 2009 - R\$ 291.817 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 283.690), e apresentada como redutora do respectivo ativo.

A composição da carteira dos fundos exclusivos está classificada no quadro acima conforme a sua natureza.

NOTA 9 - CONTAS A RECEBER

I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do PROINFA geraram um resultado líquido negativo no exercício de 2010 de R\$ 97.787 (31 de dezembro de 2009 - positivo em R\$ 377.133 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 35.643), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

II - Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os valores relativos às operações praticadas no âmbito da CCEE são registrados com base nas informações disponibilizadas pela Câmara.

A controlada Furnas mantém registrados créditos no montante de R\$ 293.560, relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE. Dada à incerteza de sua realização, a controlada Furnas mantém Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito, constituída em 2007.

De acordo com as normas estabelecidas no Acordo Geral do Setor Elétrico, a resolução dessas pendências implicaria em uma nova apuração, que seria objeto de liquidação entre as partes sem a interveniência da CCEE. Nesse sentido, é intenção da Administração manter negociações, com a participação da ANEEL e CCEE, visando o equacionamento dos créditos, de forma a viabilizar uma solução negociada para a sua liquidação.

Notas Explicativas

III - Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões com observância das normas da ANEEL a partir de análise dos valores constantes do contas a receber vencidos e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pelas administrações das Controladas como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Consumidores e Revendedores			
Companhia Energética do Amapá	912.041	727.425	871.017
Créditos Renegociados	20.356	23.576	13.582
Outras	188.859	160.593	88.369
	<u>1.121.256</u>	<u>911.594</u>	<u>972.968</u>

Notas Explicativas

Consumidores das Distribuidoras	716.080	768.185	630.237
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560	293.560
	<u>2.130.896</u>	<u>1.973.339</u>	<u>1.896.765</u>

As movimentações na PCLD de contas de consumidores e revendedores de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

Saldo em 1º de Janeiro de 2009	1.896.765
(+) Complemento	346.207
(-) Reversões/Baixa	(269.633)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	1.973.339
(+) Complemento	338.042
(-) Reversões/Baixa	(180.485)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>2.130.896</u>

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como "Provisões Operacionais" (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Para fins fiscais, o excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado a apuração do Lucro Real, para efeito de apuração do IRPJ devido e, também, à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO					
	31/12/2010				31/12/2009	01/01/2009
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Total	Total	Total
CIRCULANTE						
AES ELETROPAULO	117.182	-	-	117.182	95.435	79.761
AES SUL	28.064	-	-	28.064	21.289	19.071
AMPLA	42.731	-	-	42.731	38.824	35.394
ANDE	42.224	-	-	42.224	52.051	55.251
EBE	13.546	-	1.601	15.147	15.220	13.043
CEA	14.325	35.010	877.031	926.366	727.425	566.283
CEB	11.650	-	-	11.650	13.245	25.961
CEEE-D	37.878	-	12	37.890	30.570	28.576
CELESC	50.436	-	-	50.436	40.005	14.835
CELG	43.489	-	-	43.489	36.541	34.315
CELPA	47.125	-	-	47.125	41.434	43.364
CELPE	44.451	-	-	44.451	42.217	48.250
CEMAR	32.427	-	-	32.427	27.709	30.259
CEMIG	85.137	-	-	85.137	81.464	71.246
CESP	2.799	-	-	2.799	3.269	2.798
COELCE	31.451	-	-	31.451	31.674	30.752
COELBA	75.665	-	1.733	77.398	64.440	64.685
COPEL	101.704	-	-	101.704	88.008	81.710
CPFL	19.400	-	-	19.400	24.724	20.280
ELEKTRO	55.185	-	-	55.185	48.692	47.779
ENERSUL	14.587	-	-	14.587	14.697	13.048
ESCELSA	24.464	-	2.834	27.298	19.392	16.776
LIGHT	84.798	-	-	84.798	78.330	66.521
PIRATININGA	3.379	-	-	3.379	8.824	3.883
RGE	3.907	-	-	3.907	6.746	6.357
Comercialização CCEE	229.121	43.681	296.148	568.950	365.432	308.646
Uso da Rede Elétrica	435.840	4.481	28.318	468.639	431.676	414.424
PROINFA	287.444	7.672	133.513	428.629	84.664	39.530
Consumidores	422.100	211.393	317.948	951.441	1.003.780	917.876
Poder público	74.103	46.834	333.397	454.334	461.653	487.281
Celg	-	-	52.474	52.474	20.691	24.460
CEMIG	-	-	-	-	-	16.624
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	128.635	128.635	150.286	128.399
Tesouro Nacional	-	-	96.459	96.459	130.186	113.236
Casal	-	-	7.000	7.000	6.463	5.125
Outros	555.533	54.352	434.230	1.044.115	768.362	1.139.358
(-) PCLD	-	-	(2.130.896)	(2.130.896)	(1.973.339)	(1.896.765)
	<u>3.032.145</u>	<u>403.423</u>	<u>580.437</u>	<u>4.016.006</u>	<u>3.102.079</u>	<u>3.118.392</u>
NÃO CIRCULANTE						
Celg	-	-	141.037	141.037	222.544	286.097
Acordo Reestr.Dívida Externa - Garantia	-	-	119.769	119.769	110.274	171.810
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	544.043	544.043	490.718	547.831
Tesouro Nacional	-	-	455.789	455.789	406.684	458.379
Casal	-	-	107.266	107.266	99.974	97.542
Outros	-	-	102.311	102.311	100.886	312.404
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.470.215</u>	<u>1.470.215</u>	<u>1.431.080</u>	<u>1.874.063</u>
	<u>3.032.145</u>	<u>403.423</u>	<u>2.050.652</u>	<u>5.486.220</u>	<u>4.533.159</u>	<u>4.992.456</u>

Notas Explicativas

V - Créditos Renegociados

Os créditos renegociados formalizam-se por contratos de parcelamentos de débitos acumulados pelos devedores, prevêm juros e atualizações monetárias, com prazos fixados para a amortização do principal e dos encargos, e são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia, onde cabe destaque:

a) Oriundos de energia elétrica repassada à CELG -

A Eletrobras renegociou, em 2003, os créditos decorrentes do repasse de energia da Itaipu Binacional à CELG, sub-rogados por Furnas à Eletrobras, no montante de R\$ 392.021. A repactuação prevê a realização desses créditos mediante transferência, efetuada diretamente pela instituição financeira arrecadadora da distribuidora, de 3,34% de seu faturamento bruto mensal. O parcelamento tem um prazo estimado para a sua quitação total de 216 meses, contados a partir de janeiro de 2004, e é corrigido pela variação do dólar norte-americano. O saldo em 31 de dezembro de 2010 corresponde a R\$ 80.604 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 140.555 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 244.924), sendo R\$ 35.247 registrada no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 143.448 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 181.307).

De forma semelhante, a controlada Furnas renegociou, em dezembro de 2003, o montante de R\$ 378.938, relativos a créditos de energia própria, sendo o prazo estimado de pagamento de 216 meses, corrigido mensalmente pelo IGP-M e juros de 1% a.m.. O pagamento mensal corresponde a 2,56% do faturamento bruto da CELG e está lastreado em garantia baseada em conta bancária vinculada, sendo o saldo da dívida, em 31 de dezembro de 2010, correspondente a R\$ 193.511 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 220.009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 310.557), sendo R\$ 141.037 registrado no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 R\$ 170.182 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 286.097).

b) Rolagem da dívida dos Estados

Em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público, implementado pela Lei 8.727/93, a controlada Furnas firmou contrato de cessão de crédito com a União, para refinanciamento de dívidas da CELG existentes àquela época, relativas à compra de energia, a serem realizados em 240 meses, contados a partir de abril de 1994. Os créditos são atualizados com base no IGP-M e remunerados a 11 % a.a., e

Notas Explicativas

montam R\$ 552.298 em 31 de dezembro de 2010 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 536.870 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 727.184).

A controlada Eletrosul, no âmbito do mesmo programa de saneamento financeiro, detém créditos junto à União atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68% a.a., no montante de R\$ 672.678, em 31 de dezembro de 2010 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 641.004 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 676.230), sendo R\$ 128.638 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 150.286 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 547.831), decorrentes da assunção de direitos que a controlada possuía junto às concessionárias estaduais de energia elétrica, os quais serão realizados em 240 meses, contados a partir de abril de 1994.

A legislação regente prevê que, vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a receber, o parcelamento poderá ser estendido por mais 10 anos. Esta hipótese é possível de ocorrer, uma vez que a União repassa somente os recursos efetivamente recebidos dos Estados que, por sua vez, estão limitados por lei a níveis de comprometimento de suas receitas.

NOTA 10 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS CONCEDIDOS

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além dos recursos setoriais, de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras, como, também, decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,15% a.a..

Notas Explicativas

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 52% do total da carteira. Já os que prevêm atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 2,77% do saldo da carteira.

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas em parte através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação.

I - Créditos junto à AES-Eletropaulo - Ação Judicial

Em 1989, a Companhia ajuizou ação ordinária de cobrança contra a Eletropaulo, objetivando receber créditos oriundos de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos, segundo critérios avençados nas cláusulas e condições estabelecidas.

Tramitado o feito, foi publicada sentença em abril de 1999, condenando a Eletropaulo ao pagamento da importância financiada e não adimplida. Posteriormente, foi confirmado o trânsito em julgado da sentença, significando dizer que a Eletropaulo não recorreu da decisão de primeiro grau. Consequentemente foi proposta a execução por título judicial pela Eletrobras perante a Quinta Vara cível do Rio de Janeiro determinando o pagamento.

Contudo, em janeiro de 1998, ocorreu a cisão parcial de ativos da Eletropaulo, originando três empresas distintas - EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A., EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia S.A. e EBE - Empresa Brasileira de Energia S.A., sendo que a Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., teve a sua razão social alterada para Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A..

A Eletropaulo questionou a ilegitimidade por conta do Protocolo da Cisão Parcial, sendo indeferido e determinado o prosseguimento da execução. Em dezembro de 2003 foi interposto Recurso de Agravo de Instrumento pela Eletropaulo, com requerimento de efeito suspensivo contra a decisão que determinara o prosseguimento da execução, o qual foi concedido entendendo que a Eletropaulo não seria legítima para suportar a demanda executiva e sim a CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (antiga EPTE), por força do referenciado protocolo.

Notas Explicativas

Foram interpostos Recursos Extraordinário e Especial pela Companhia discutindo o julgamento do Recurso da Eletropaulo, sendo provido no sentido de que a execução deveria prosseguir e que a defesa da Eletropaulo deveria ser atacada via embargos do devedor e não em exceção. Desta decisão a Eletropaulo manejou embargos de declaração, posteriormente Agravo Regimental e, finalmente, embargos de divergência cuja decisão final foi publicada em novembro de 2007 negando de toda sorte o citado Recurso da Eletropaulo. Após esgotar toda a possibilidade de êxito perante o Superior Tribunal de Justiça - STJ, a Eletropaulo apresentou recurso extraordinário ao Supremo Tribunal Federal - STF, sendo o mesmo negado seguimento de forma monocrática pelo Ministro, conforme decisão publicada no dia 28 de março de 2008.

Diante deste cenário, a Administração da Eletrobras dará continuidade ao processo de execução e, amparada na opinião de seus consultores jurídicos, considera a realização do crédito como praticamente certa.

Tais créditos atingem, em 31 de dezembro de 2010, o montante de R\$ 410.017 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 397.594), que representa a melhor estimativa do valor de realização da companhia no atual estágio do processo.

II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 228.477 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 192.232) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de empresas em inadimplência. Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Saldo em 1º de dezembro de 2009	117.676
(+) Complemento	137.534
(-) Reversões	(62.978)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	192.232
(+) Complemento	50.409
(-) Reversões	(14.164)

Notas Explicativas

Saldo em 31 de dezembro de 2010

228.477

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como "Provisões Operacionais" (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

III - Capitalização de AFAC:

O Conselho de Administração da Eletrobras aprovou, em outubro de 2009, a capitalização de empresas controladas, no montante de R\$ 11.770.400, correspondente aos adiantamentos para futuro aumento de capital (AFAC), então existentes, no montante de R\$ 2.945.835 e de parte dos financiamentos concedidos às empresas controladas, no montante de R\$ 9.043.089 .

Notas Explicativas

	CONTROLADORA											
	31/12/2010				31/12/2009				01/01/2009			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e Controlada em Conjunto												
FURNAS	7,13	9.389	100.681	1.803.612	7,58	7.246	512.610	821.835	10,00	8.082	78.073	1.091.846
CHESF	7,17	44	24.454	131.747	8,75	-	102.921	150.876	11,47	31.575	440.873	2.988.359
ELETROSUL	6,86	4.147	42.613	733.562	7,46	6.389	97.681	566.020	7,56	1.168	77.274	513.719
ELETRONORTE	7,45	12.591	237.971	3.568.778	13,07	10.235	224.254	3.223.741	13,58	15.499	231.349	7.342.563
ELETRONUCLEAR	8,99	7.351	52.823	546.904	11,73	1.682	69.987	3.042.036	12,69	2.176	64.870	2.835.655
CGTEE	3,57	1.284	85.666	834.738	2,54	538	62.361	719.292	6,39	816	-	574.138
CEAL	7,63	1.024	55.353	152.730	6,61	-	(0)	117.409	10,49	3.435	39.874	303.656
CERON	6,72	630	15.736	93.108	8,45	752	-	98.859	12,57	1.472	53.617	396.735
CEPISA	7,06	2.074	39.776	313.137	9,39	561	-	315.330	11,43	984	84.663	348.331
ELETOACRE	10,40	451	46.904	17.390	7,39	-	2.352	22.366	12,03	351	9.557	30.161
AMAZONAS	7,37	2.631	95.743	418.339	7,95	2.297	-	363.337	11,02	-	140.254	589.101
ITAIPU	7,09	0	897.087	10.446.168	7,09	-	1.143.038	11.826.932	7,08	-	60.944	18.355.584
		41.615	1.694.809	19.060.212		29.700	2.215.204	21.268.033		65.559	1.281.348	35.369.848
OUTRAS												
CEMIG	6,44	2.140	74.962	340.569	6,22	222	57.735	343.741	6,76	2.456	63.022	372.732
COPEL	7,40	1.882	47.497	258.771	8,39	14	37.627	261.716	10,21	2.103	38.771	272.558
CEEE	6,44	736	8.130	99.471	8,01	538	26.779	56.955	9,33	275	67.280	46.810
DUKE	-	-	-	-	10,00	2.049	126.593	362.530	10,00	2.375	168.691	439.233
AES ELETROPAULO	10,38	299.218	108.840	2.639	10,48	286.780	108.062	513	10,00	274.406	117.931	-
TRACTIBEL	12,00	(0)	10.796	-	12,00	435	32.711	10.796	12,00	707	29.611	41.114
CELPE	6,10	1.070	16.976	53.350	6,00	961	16.976	62.286	6,00	867	17.173	77.957
CEMAR	5,85	1.654	48.214	367.187	5,94	-	30.225	363.860	5,09	1.154	26.352	317.532
CESP	9,38	958	33.406	185.709	9,34	1.067	30.778	201.823	9,36	1.167	28.121	235.273
OUTRAS	6,36	120.849	358.851	1.752.129	3,33	116.087	611.125	2.245.645	-	103.699	521.721	2.364.100
(-) PCLD		(101.123)	(127.341)	(2.254)		(82.257)	(109.975)	-		(58.221)	(59.454)	-
		327.384	580.331	3.057.571		325.896	968.636	3.909.865		330.988	1.019.219	4.167.309
		368.999	2.275.140	22.117.783		355.596	3.183.840	25.177.898		396.547	2.300.567	39.537.157

Notas Explicativas

CONSOLIDADO											
31/12/2010				31/12/2009				01/01/2009			
ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		CIRCULANTE		CIRCULANTE		NÃO	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e Controlada em Conjunto											
FURNAS	7,13	-	-	7,58	-	-	-	10,00	-	-	-
CHESF	7,17	-	-	8,75	-	-	-	11,47	-	-	-
ELETROSUL	6,86	-	-	7,46	-	-	-	7,56	-	-	-
ELETRONORTE	7,45	-	-	13,07	-	-	-	13,58	-	-	-
ELETRONUCLEAR	8,99	-	-	11,73	-	-	-	12,69	-	-	-
CGTEE	3,57	-	-	2,54	-	-	-	6,39	-	-	-
CEAL	7,63	-	-	6,61	-	-	-	10,49	-	-	-
CERON	6,72	-	-	8,45	-	-	-	12,57	-	-	-
CEPISA	7,06	-	-	9,39	-	-	-	11,43	-	-	-
ELETOACRE	10,40	-	-	7,39	-	-	-	12,03	-	-	-
AMAZONAS	7,37	-	-	7,95	-	-	-	11,02	-	-	-
ITAIPU	7,09	0	448.544	7,09	-	571.519	5.913.466	7,08	-	30.472	9.177.791
		0	448.544		-	571.519	5.913.466		-	30.472	9.177.791
OUTRAS											
CEMIG	6,44	2.140	74.962	6,22	222	57.735	343.741	6,76	2.456	63.022	372.732
COPEL	7,40	1.882	47.497	8,39	14	37.627	261.716	10,21	2.103	38.771	272.558
CEEE	6,44	736	8.130	8,01	538	26.779	56.955	9,33	275	67.280	46.810
DUKE	-	-	-	10,00	2.049	126.593	362.530	10,00	2.375	168.691	439.233
AES ELETRIPAULO	10,38	299.218	108.840	10,48	286.780	108.062	513	10,00	274.406	117.931	-
TRACTBEL	12,00	(0)	10.796	12,00	435	32.711	10.796	12,00	707	29.611	41.114
CELPE	6,10	1.070	16.976	6,00	961	16.976	62.286	6,00	867	17.173	77.957
CEMAR	5,85	1.654	48.214	5,94	-	30.225	363.860	5,09	1.154	26.352	317.532
CESP	9,38	958	33.406	9,34	1.067	30.778	201.823	9,36	1.167	28.121	235.273
OUTRAS	6,36	120.881	361.830	3,33	117.106	670.248	2.262.142	-	104.862	639.299	2.424.178
(-) PCLD		(101.124)	(127.341)		(82.257)	(109.975)	-		(58.221)	(59.454)	-
		327.415	583.310		326.915	1.027.759	3.926.362		332.151	1.136.797	4.227.387
		327.415	1.031.854		326.915	1.599.278	9.839.828		332.151	1.167.269	13.405.178

A parcela do longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2012	2013	2014	2015	Após 2015	Total
Controlado	1.635.679	1.532.052	1.269.282	1.073.702	16.607.068	22.117.783
Consolidad	613.823	574.935	476.325	402.930	6.232.158	8.300.171

Notas Explicativas

NOTA 11 - REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Eletrobras.

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Furnas	17.846	-	106.712	-	-	-
Chesf	429.325	147.108	263.615	-	-	-
Eletrosul	19.282	53.694	67.848	-	-	-
Eletronuclear	-	13.063	7.187	-	-	-
Eletronorte	32.998	285.943	-	-	-	-
Eletropar	2.277	138	2.067	-	-	-
CGTEE	8.240	-	-	-	-	-
Itaipu	40.153	27.722	27.206	39.736	27.287	13.184
CTEEP	114.061	-	-	114.061	-	-
Outros	19.891	40.153	37.762	24.807	51.439	48.767
	<u>684.073</u>	<u>567.821</u>	<u>512.397</u>	<u>178.604</u>	<u>78.726</u>	<u>61.951</u>

NOTA 12 - IMPOSTO DE RENDA E OUTROS IMPOSTOS A RECUPERAR OU COMPENSAR

Os tributos a recuperar ou compensar estão demonstrados pelo valor líquido de eventuais perdas de realização e assim representados:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
ATIVO CIRCULANTE						
Imposto de renda - fonte	745.504	832.284	146.107	1.440.502	1.124.526	244.399
Antecipações de IRPJ e CSLL	603.622	227.593	-	36.220	24.565	82.186
PASEP/COFINS compensáveis	21.007	21.790	-	215.828	84.392	85.528

Notas Explicativas

ICMS a recuperar	-	-	-	21.683	13.024	61.418
Outros	-	-	-	111.672	80.426	36.352
	<u>1.370.133</u>	<u>1.081.667</u>	<u>146.107</u>	<u>1.825.905</u>	<u>1.326.933</u>	<u>509.883</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Imposto de renda - fonte	-	-	-	-	-	-
Créditos tributários	-	-	-	-	-	-
ICMS a recuperar	-	-	-	1.124.202	863.525	746.334
PIS/COFINS a recuperar	-	-	-	401.439	522.631	475.499
Ativos Fiscais Diferidos	1.835.272	1.892.008	1.348.168	2.813.041	3.107.067	2.228.884
	<u>1.835.272</u>	<u>1.892.008</u>	<u>1.348.168</u>	<u>4.338.682</u>	<u>4.493.223</u>	<u>3.450.717</u>
	<u>3.205.405</u>	<u>2.973.675</u>	<u>1.494.275</u>	<u>6.164.587</u>	<u>5.820.156</u>	<u>3.960.600</u>

0

I - Ativos Fiscais Diferidos

Os Ativos Fiscais Diferidos têm seu aproveitamento em função da realização dos eventos que lhe deram origem. Considerando o histórico de rentabilidade da Companhia, bem como a expectativa de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios, o reconhecimento desses ativos está fundamentado na capacidade de realização do ativo, identificada a partir de análises de tendências futuras, fundamentada em estudo técnico elaborado com base em premissas e cenários macroeconômicos, comerciais e tributários, que podem sofrer alterações no futuro.

II - ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Através da Resolução Normativa 303/2008, a ANEEL estabeleceu metodologia e procedimentos para apuração, demonstração e validação do montante do ICMS contabilizado como custo decorrente da aquisição de combustíveis, bem como a apuração, demonstração, fiscalização e pagamento do passivo a ser restituído a CCC-ISOL pelos

Notas Explicativas

agentes beneficiários que receberam reembolso de ICMS em montante superior ao efetivo custo incorrido com esse imposto.

O Ofício Circular 2.775/2008 - SFF/ANEEL regula a devolução à Conta de Consumo de Combustível - CCC dos valores equivalentes aos créditos de PIS/PASEP e COFINS tomados sobre o combustível adquirido para geração de energia elétrica no regime da não cumulatividade, no período de 2004 a 2008.

A administração da controlada Amazonas Energia entendia, até o exercício de 2007, que o combustível comprado para fins de geração de energia elétrica, subsidiado pela CCC, não dava direito a créditos na apuração do PIS/PASEP e da COFINS e assim procedia. Diante dos novos fatos, a administração da controlada, amparada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou, em 2008, o crédito tributário das aquisições de óleo efetuadas pela empresa no período determinado pela ANEEL, apurando um crédito tributário de R\$ 498.171.

A utilização dos créditos fiscais reconhecidos é condicionada a operações futuras que originem débitos fato este que, na opinião da administração da controlada, ocorrerá mesmo na hipótese prevista de substituição do óleo combustível pelo gás natural, como insumo na geração de energia elétrica e a entrada da região de Manaus no Sistema Interligado Nacional - SIN. A Lei 12.111/09 estabelece mecanismos que possibilitam que a conta de impostos a recuperar decorrente de compra de combustível deixe de acumular créditos e passe a ser realizado nas operações de distribuição em um prazo estimado de aproximadamente 4 anos. Em 2010, o montante de R\$ 267.490, corresponde à créditos relativos aos anos de 2006, 2007 e 2008 que, em razão da previsão de utilizá-los, forma julgados como não sendo passíveis de recuperabilidade e desta forma ficaram sujeitos a *impairment*, reconhecido em atendimento ao CPC 01.

III - Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento, que passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Notas Explicativas

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, sendo que, até a conclusão destas Demonstrações Contábeis, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas Demonstrações Financeiras, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

NOTA 13 - DIREITO DE RESSARCIMENTO

I - Reembolso da CCC-Isol

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção dos sistemas isolados. A subvenção CCC que outrora subsidiava somente os custos com combustíveis agora passará a reembolsar o montante igual à diferença entre o custo total de energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, deverão ser incluídos os custos relativos a:

- a) à contratação de energia e de potência associada;
- b) à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica;
- c) aos encargos e impostos; e
- d) aos investimentos realizados.

Notas Explicativas

Incluem-se, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala, conforme regulamento.

NOTA 14 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra I e UTN Angra II:

NÃO CIRCULANTE	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Estoque de Combustível Nuclear			
Concentrado de urânio	65.179	111.199	104.442
Elementos prontos	392.133	239.771	141.888
Material de almoxarifado	275.599	267.303	259.213
Em curso - combustível nuclear	66.645	137.161	214.751
	<u>799.556</u>	<u>755.434</u>	<u>720.294</u>

NOTA 15 - ADIANTAMENTOS PARA PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA

A Companhia apresenta, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Controladas						
Furnas	-	31.154	31.154	-	-	-
Chesf	-	3.018.051	294.397	-	-	-
Eletrosul	735.905	430.144	94.576	-	-	-
Eletronorte						

Notas Explicativas

	631.793	4.023.201	-	-	-	-
Eletropar	-	62.285	62.285	-	-	-
Eletronuclear	3.309.744	-	-	-	-	-
Cgtee	324.000	38.850	-	-	-	-
Ceal	7.485	525.485	235.833	-	-	-
Ceron	72.671	1.117.860	718.688	-	-	-
Cepisa	183.953	779.224	494.369	-	-	-
Eletroacre	218.925	180.567	143.321	-	-	-
Amazonas	57.267	1.573.796	-	-	-	-
	5.541.745	11.780.617	2.074.623	-	-	-
Outros investimentos	7.140	4.001	4.027	7.140	4.001	4.027
	5.548.885	11.784.618	2.078.650	7.140	4.001	4.027

NOTA 16 - INVESTIMENTOS

16.1

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Avaliados por Equivalência Patrimonial						
a) Controladas						
Chesf						

Notas Explicativas

	17.138.688	12.952.651	12.255.307	-	-	-
Eletronorte						
	10.255.947	6.273.393	5.965.885	-	-	-
Eletrosul						
	2.629.792	2.417.701	2.336.978	-	-	-
Furnas						
	13.273.623	12.759.202	12.711.166	-	-	-
CGTEE						
	353.907	288.921	164.212	-	-	-
Eletronuclear						
	2.940.641	3.128.305	2.924.999	-	-	-
Eletropar						
	172.418	98.827	82.100	-	-	-
Itaipu						
	83.310	87.060	116.851	-	-	-
Distribuidora Rondônia						
	272.772	-	-	-	-	-
Ditribuidora Alagoas						
	274.006	-	-	-	-	-
Amazonas Energia						
	372.012	-	-	-	-	-
Mangue Seco II						
	3.318	-	-	-	-	-
CHC						
	8.139	-	-	-	-	-
Norte Energia						
	24.779	-	-	-	-	-
IGESA						
	8.491	6.710	-	-	-	-
	47.811.843	38.012.771	36.557.499	-	-	-

b) Coligadas

Celpa	305.304	339.796	320.172	305.304	339.796	320.172
CEEE-GT	627.300	539.023	189.178	627.300	539.023	189.178
Cemat	480.650	473.037	429.876	480.650	473.037	429.876
Emae	317.116	312.881	316.260	328.656	324.131	329.870
CTEEP	1.616.274	1.647.206	1.555.035	1.632.607	1.665.285	1.580.581
Cemar	302.263	244.749	197.649	302.263	244.749	197.649

Notas Explicativas

Lajeado Energia	539.588	527.677	231.366	539.588	527.677	231.366
Ceb Lajeado	72.907	73.151	69.478	72.907	73.151	69.478
Paulista Lajeado	26.900	27.862	27.357	26.900	27.862	27.357
CEEE-D	377.518	415.005	5.913	377.518	415.005	5.913
Serra do Facão	-	-	-	-	-	274.425
Intesa	-	-	-	-	-	68.673
AETE	-	-	-	-	-	25.200
Norte Brasil						
Transmissora	-	-	-	-	15.190	-
Porto Velho						
Transmissora	-	-	-	-	9.190	-
Transmissora						
Matogrossense de Energia	-	-	-	-	735	-
Retiro Baixo	-	-	-	-	57	58
Centroeste de Minas	-	-	-	-	84	1.941
Brasnorte	-	-	-	-	89.009	89.009
Brasventos Eolo	-	-	-	2.232	-	-
Rei Dos Ventos 3	-	-	-	2.196	-	-
Brasventos Miassaba 3	-	-	-	3.335	-	-
Baguari	-	-	-	82.172	79.225	61.925
Águas da Pedra	-	-	-	125.089	123.602	123.970
Chapecoense	-	-	-	57	3.981	270.630
Amapari	-	-	-	27.997	32.236	37.489
Outros	-	-	-	25	23	-
	4.665.818	4.600.387	3.342.283	4.936.794	4.983.048	4.334.759

Notas Explicativas

SUBTOTAL	52.477.661	42.613.159	39.899.782	4.936.794	4.983.048	4.334.759
Mantidos a Valor Justo						
Celesc	165.711	145.593	144.786	165.711	145.593	144.786
Cesp	161.439	181.872	88.382	161.439	181.872	88.382
Coelce	153.430	163.746	119.359	153.430	163.746	119.359
AES Tietê	725.821	604.743	449.024	725.821	604.743	449.024
EEVP	17.657	15.895	7.979	17.657	15.895	7.979
Energisa(Saelpa + CELB)	68.966	77.552	213.030	68.966	77.552	213.030
CELG	322	276	287	322	276	287
CELPE	51.321	52.546	34.909	51.321	52.546	34.909
COPEL	58.169	55.873	33.677	58.169	55.873	33.677
AES Eletropaulo	-	-	-	67.291	72.300	54.319
Energias do Brasil	-	-	-	19.170	16.615	11.192
CPFL Energia	-	-	-	35.094	30.077	25.682
Guascor	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
EATE	5.344	5.344	16.961	5.344	5.344	16.961
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738	21.738	21.738
Elejor	-	-	9.829	-	-	9.829
CDSA	11.801	11.801	11.801	11.801	11.801	11.801
CEA	20	20	20	20	20	20
CEB	3.528	3.528	3.528	3.528	3.528	3.528
CER	102	102	102	102	102	102

Notas Explicativas

Outros	6.576	49.168	10.368	114.556	167.196	126.916
	1.455.246	1.393.097	1.169.080	1.684.781	1.630.117	1.376.821
SUBTOTAL	53.932.907	44.006.256	41.068.862	6.621.575	6.613.166	5.711.580
Provisão para perdas em investimentos	(1.896.927)	(1.325.059)	(668.436)	(1.896.927)	(1.325.059)	(668.436)
TOTAL	52.035.980	42.681.197	40.400.426	4.724.647	5.288.107	5.043.144

16.2 - Mutação dos investimentos - Controladora

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2009	Aquisição de capital	Integralização de capital	Absorção de Prejuízos	Equivalência	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste em patrimônio líquido	Dividendos	Juros sobre capital próprio	Saldo em 31/12/2009
Chesf	12.255.307	-	-	-	900.879	257.012	-	(460.546)	-	12.952.651
Eletronorte	5.965.885	-	-	-	297.173	281.333	14.945	(285.943)	-	6.273.393
Eletrosul	2.336.978	-	-	-	213.817	(11.534)	-	(121.559)	-	2.417.701
Furnas	12.711.166	-	-	-	345.467	(56.229)	11.352	(252.553)	-	12.759.202
CGTEE	164.212	-	-	-	128.140	(3.432)	-	-	-	288.921
Eletronuclear	2.924.999	-	-	-	217.832	34.443	-	(48.970)	-	3.128.305
Eletropar	82.100	-	-	-	8.818	22.687	(8.438)	(6.339)	-	98.828
Itaipu	116.851	-	-	-	-	(29.791)	-	-	-	87.060
IGESA	-	7.858	-	-	(869)	(279)	-	-	-	6.710
Celipa	320.172	-	-	-	30.150	-	-	(10.526)	-	339.796
CEEE-GT	189.178	-	-	-	510.308	-	(144.257)	(16.206)	-	539.023
Cemat	429.876	-	-	-	61.174	-	-	(6.145)	(11.867)	473.037
EMAE	316.260	-	-	-	(2.937)	-	-	(442)	-	312.881
CTEEP	1.555.035	14.909	-	-	304.536	-	-	(138.734)	(88.541)	1.647.206

Notas Explicativas

Cemar	197.649	-	-	-	66.557	-	-	(19.457)	-	244.749
Lajeado Energia	231.366	272.575	-	-	43.698	-	-	-	(19.962)	527.677
CEB lajeado	69.478	-	-	-	15.466	-	-	(11.793)	-	73.150
Paulista Lajeado	27.357	-	-	-	7.957	-	-	(7.451)	-	27.862
CEEE-D	5.913	-	-	-	629.932	-	(220.841)	-	-	415.005
	39.899.782	295.342	-	-	3.778.098	494.210	(347.239)	(1.386.664)	(120.370)	42.613.157

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2009	Aquisição de capital	Integralizaçã o de capital	Absorção de Prejuízos	Equivalência	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste em patrimônio líquido	Dividendos	Juros sobre capital próprio	Saldo em 31/12/2010
Chesf	12.952.651	-	3.018.050	-	2.167.434	(163.567)	-	(835.881)	-	17.138.688
Eletronorte	6.273.393	-	4.023.201	-	138.939	(128.600)	(17.988)	(32.998)	-	10.255.947
Eletrosul	2.417.701	-	332.644	-	67.454	(28.300)	-	(159.708)	-	2.629.792
Furnas	12.759.202	-	31.154	-	632.598	(131.485)	-	(17.846)	-	13.273.623
CGTEE	288.921	-	38.850	-	41.191	(6.815)	-	(8.240)	-	353.907
Eletronuclear	3.128.305	-	-	-	(134.498)	29.060	-	(82.226)	-	2.940.641
Eletropar	98.827	-	62.285	-	19.464	(5.458)	-	(2.701)	-	172.418
Itaipu	87.060	-	-	-	-	(3.750)	-	-	-	83.310
Ceron	-	-	1.117.860	(858.930)	13.842	-	-	-	-	272.772
Ceal	-	-	525.484	(208.861)	(42.617)	-	-	-	-	274.006
Amazonas Energia	-	-	1.949.359	(223.419)	(1.353.554)	(374)	-	-	-	372.012
Mangue Seco II	-	4.178	-	-	(860)	-	-	-	-	3.318
CHC	-	-	10.431	-	(1.590)	(702)	-	-	-	8.139
Norte Energia	-	25.112	-	-	(333)	-	-	-	-	24.779
IGESA	6.710	3.496	-	-	(1.614)	(101)	-	-	-	8.491
Celipa	339.796	-	-	-	(34.492)	-	-	-	-	305.304
CEEE-GT	539.023	-	-	-	67.159	-	21.117	-	-	627.299
Cemat	473.037	-	-	-	7.613	2.455	-	-	(2.455)	480.650
EMAE	312.881	-	-	-	5.453	-	-	(1.218)	-	317.116



Notas Explicativas

CTEEP	1.647.206	27.151	-	-	287.671	(12.134)	-	(244.506)	(89.114)	1.616.274
Cemar	244.749	-	-	-	93.533	(1)	(22.859)	(13.159)	-	302.263
Lajeado Energia	527.677	-	-	-	61.873	4.142	-	(20.577)	(33.527)	539.588
CEB lajeado	73.151	-	-	-	14.012	(1)	-	(14.256)	-	72.906
Paulista Lajeado	27.862	-	-	-	6.709	-	-	(7.672)	-	26.899
CEEE-D	415.005	-	-	-	(37.487)	-	-	-	-	377.518
	42.613.157	59.937	11.109.318	(1.291.210)	2.017.900	(445.631)	(19.730)	(1.440.988)	(125.096)	52.477.660

16.3 - Informações das Investidas

31/12/2010

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amapari	49%	120.287	-
Amazônia Eletronorte Transmissora	49%	174.953	-
Artemis Transmissora	49%	280.905	126.239
Baguari Energia	31%	-	-
Boa Vista Energia	100%	293.769	-
Brasnorte Transmissora	50%	269.994	-
Brasventos Eolo	49%	-	-
Brasventos Miassaba 3	49%	-	-
CEB Lajeado	-	363.643	30.470
CELPA	-	2.861.740	3.327.588
Ceron	100%	1.256.754	983.982
CEMAT	-	3.328.329	2.159.719
Chapecoense.	40%	2.721.112	2.008.691
Chesf	100%	20.688.689	3.472.528
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	49.132	13.932
CEEE-GT	100%	3.918.135	1.599.016
Transirapé	25%	85.492	43.340
Transleste	24%	157.284	62.514
Transudeste	25%	98.701	44.715
CGTEE	99,96 %	1.801.847	1.447.762
Ceal	100%	888.341	614.381
CEMAR	-	2.807.608	1.899.555
Cepisa	-	-	-
CEEE-D	-	4.019.615	2.272.782
Construtora Integração	49%	11.470	2.302





Notas Explicativas

CTEEP	-	6.931.418	2.367.583
ELETROPAR	83,71 %	211.190	31.948
ELETRONUCLEAR	99,80 %	7.806.727	4.860.487
Eletrosul	100%	-	-
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	118.686	53.272
EMAE	-	1.133.069	320.369
Agua da Pedra	49%	781.878	531.731
Enerpeixe	40%	2.080.693	878.144
Eólica Cerro Chato I	90%	23.299	23.408
Eólica Cerro Chato II	90%	23.422	23.523
Eólica Cerro Chato III	90%	23.465	23.569
ESBR	40%	6.624.371	4.564.365
Estação Transmissora	100%	640.056	-
Goiás Transmissão	49%	28.372	1.496
Inambari	49%	30.046	1.167
Integração Transmissora	49%	619.698	381.944
IE Madeira	49%	681.938	421.900
Lajeado Energia	-	2.346.448	548.458
Linha Verde Transmissora	49%	104.393	-
Madeira Energia	39%	8.393.184	8.294.170
Manaus Construtora	50%	33.221	2.714
Manaus Transmissora	50%	700.949	-
MGE Transmissão	49%	18.675	992
Norte Brasil Transmissora	49%	249.196	-
Norte Energia	30%	312.263	147.076
Paulista Lajeado	-	128.943	11.837
Pedra Branca	49%	338	15
Porto Velho Transmissora	100%	195.046	2.287
Retiro Baixo	49%	441.469	223.555
Rio Branco Transmissora	49%	72.496	-
RS Energia	100%	274.719	131.307
São Pedro do Lago	49%	338	16
SC Energia	100%	-	-
Serra do Facão.	50%	1.132.462	768.603
Sete Gameleiras S.A	49%	340	16
STN	49%	676.560	282.185
TDG	49%	26.631	62
Transenergia Goiás	49%	5.801	152
Transenergia Renovável	49%	225.370	144.560
Transenergia São Paulo	49%	9.470	211
Transmissora Matogrossense	49%	95.350	-
Uirapuru	49%	103.053	55.803

Notas Explicativas

31/12/2009

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amazonas Energia	100%	5.151.982	5.601.207
Artemis Transmissora	49%	289.335	140.816
Boa Vista	100%	18.279.689	11.944.848
CEB Lajeado	-	373.820	40.038
CELPA	-	3.070.671	2.997.241
Ceron	100%	797.926	1.656.856
CEMAT	-	3.186.916	2.030.911
Chapecoense	40%	2.208.139	1.569.231
Chesf	100%	19.266.180	6.241.895
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	36.350	3.746
CEEE-GT	100%	3.777.734	1.665.449
Transirapé	25%	83.291	42.030
Transleste	24%	155.511	65.205
Transudeste	25%	95.397	43.325
CGTEE	99,96%	1.243.165	954.071
Ceal	100%	787.325	992.702
CEMAR	-	2.429.211	1.719.998
Cepisa	99%	683.074	1.572.148
CEEE-D	0%	4.027.902	2.070.243
Construtora Integração	49%	-	-
CTEEP	-	6.388.075	1.725.064
Boa Vista	100%	260.480	242.385
ELETROPAR	83,71%	185.281	90.040
ELETRONUCLEAR	99,80%	7.374.177	4.239.917
Eletrosul	100%	4.691.829	2.267.096
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	123.836	58.844
EMAE	0%	1.130.957	329.109
Agua da Pedra	49%	720.568	469.073
Enerpeixe	40%	2.080.612	976.365
ESBR	40%	3.003.984	1.992.041
Estação Transmissora	49%	259.917	1.494
Inambari	49%	25.355	2.531
Integração Transmissora	49%	623.378	406.332
Madeira	49%	115.986	11.395
Madeira Energia	39%	4.311.059	4.210.952
Manaus Construtora	50%	15.864	5.926
Manaus Transmissora	50%	574.814	619.632
Norte Brasil Transmissora	49%	63.039	18.280
Paulista Lajeado	0%	131.586	12.077



Notas Explicativas

Porto Velho Transmissora	100%	65.560	907
Retiro Baixo	49%	426.886	223.746
RS Energia	100%	272.695	148.296
SC Energia	100%	433.183	248.123
Serra do Facão	50%	983.221	673.031
STN	49%	653.735	309.182
Transenergia Goiás.	49%	284	232
Transenergia Renovável	49%	32.773	27.674
Transenergia São Paulo	49%	553	360
Uirapuru	49%	105.356	61.996

01/01/2009

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amazonas Distribuidora de	100%	4.734.996	5.042.701
Artemis Transmissora	49%	298.034	160.915
Baguari	31%	-	-
Boa Vista	0%	18.274.119	12.249.798
CEB	-	346.317	21.701
CELPA	-	3.040.951	2.713.994
Ceron	100%	541.904	1.391.206
CEMAT	-	3.116.771	2.066.244
Chapecoense	40%	239.684	-
Chesf	100%	18.981.571	6.658.488
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	13.372	-
CEEE-GT	100%	2.116.748	1.535.650
Transirapé	25%	67.098	47.295
Transleste	24%	149.624	70.284
Transudeste	25%	18.917	50.882
CGTEE	99,80%	855.660	691.349
Ceal	100%	697.402	922.914
CEMAR	-	2.110.565	1.489.159
Cepisa	99%	620.656	1.399.379
CEEE-D	0%	1.824.998	1.806.853
CTEEP	-	5.620.335	1.213.222
Boa Vista	100%	193.896	178.179
ELETROPAR	83,71%	160.347	82.546
ELETRONUCLEAR	99,80%	6.896.916	3.966.349
Eletrosul	100%	4.356.555	2.012.780
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	119.697	70.100
EMAE	0%	1.129.026	318.519
Aguas da Pedra	49%	-	-
Enerpeixe	40%	2.117.187	1.111.159
ESBR	40%	-	-





Notas Explicativas

Estação Transmissora	49%	-	-
Inambari	49%	1.948	-
Integração Transmissora	49%	-	-
Madeira	25%	-	-
Lajeado Energia	0%	1.973.777	668.301
Linha Verde Transmissora	-	-	-
Madeira Energia	39%	447.287	447.187
Manaus Construtora	50%	-	-
Manaus Transmissora	50%	-	-
MGE	0%	-	-
Norte Brasil Transmissora	49%	-	-
Norte Energia	30%	-	-
Paulista Lajeado	0%	126.128	7.880
Pedra Branca	49%	-	-
Porto Velho Transmissora	100%	-	-
Rei dos Ventos 3	0%	-	-
Retiro Baixo	49%	-	-
Rio Branco Transmissora	49%	-	-
RS Energia	100%	254.064	133.173
São Pedro do Lago	49%	-	-
SC Energia	100%	443.199	268.195
Serra do Facão	0%	-	-
Sete Gameleiras	49%	-	-
STN	49%	-	-
TDG	49%	-	-
Transenergia Goiás	0%	-	-
Transenergia Renovável	0%	-	-
Transenergia São Paulo	0%	-	-
Transmissora Matogrossense	49%	-	-
Uirapuru	49%	106.212	69.027

I - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - detém concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas junto a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL, e seu primeiro termo aditivo celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2010 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A Companhia detém 100% do seu capital social.

b) Distribuição Rondônia - detém concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia junto à Agência Nacional de Energia Elétrica -

Notas Explicativas

ANEEL, mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A Companhia possui 100% do seu capital social.

- c) Distribuição Piauí - Em conformidade com o Contrato de Concessão nº 04/2001-ANEEL, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 12/02/2001, a Cepisa detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todo o território do Estado do Piauí, com vigência até 07/07/2015, podendo ser prorrogada pelo período de até 20 anos. A Cepisa tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica, suprimindo todos os 224 municípios do Estado do Piauí, com área de concessão de 251,5 km² e 3.032 mil habitantes, atendendo mais de 892 mil consumidores, por meio de linhas e subestações, nas tensões de 138/69/34,5/13,8/7,97 kV. A Companhia detém 100% do seu capital da Cepisa.
- d) Amazonas Energia - tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (1.600,60 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A Eletrobras detém 100% do capital social.
- e) Eletrobras Distribuição Roraima - é uma empresa de capital fechado, de direito privado, controlada pela Eletrobras Eletronorte, com atuação na cidade de Boa Vista - RR. Estatutariamente suas funções principais são: explorar os serviços de energia elétrica, realizando, para tanto, estudos, projetos, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição de energia elétrica e prática dos atos de comércio necessários ao desempenho dessas atividades. A Eletrobras Distribuição Roraima detém concessão junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Contrato de Concessão 21/2001 - ANEEL 21.03.2001 e 1º Termo Aditivo de 14.10.2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015, atendendo cerca de 98% dos consumidores.

II - Empresas de Geração e Transmissão:

Notas Explicativas

- a) Eletrobras Termonuclear S.A. (ELETRONUCLEAR) - controlada pela ELETROBRAS, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a manutenção das condições para construção da terceira unidade núcleoelétrica, denominada usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para controlada FURNAS - Centrais Elétricas S.A. (parte relacionada), mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.
- b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL) - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica nos estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul e Mato Grosso do Sul, e através da participação em Sociedades de Propósito Específicos nos estados de Rondônia, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Companhia pode ainda, realizar estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, a concessionária está autorizada a participar de consórcios ou de outras companhias, com o objetivo de desenvolver atividades nas áreas de energia. A Eletrosul é uma companhia fechada controlada pela Eletrobras.
- c) Itaipú Binacional (ITAIPU) - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, também referidas como Altas Partes Contratantes, sendo seu capital pertencente em partes iguais às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS e à Administración Nacional de Electricidad - ANDE, também referidas como Partes.

Seu objetivo é o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde e inclusive o Salto de Guaira até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e a operação de uma Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada para contratação de 12,6 milhões de kW, gerando energia elétrica de qualidade, com responsabilidade social e ambiental, impulsionando o

Notas Explicativas

desenvolvimento econômico, turístico e tecnológico, sustentável, no Brasil e no Paraguai.

d) Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) - concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.723 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.122 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.792 km de circuitos de transmissão em 230 kV, 809 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores, 100 subestações com tensão maior que 69 kV e 762 transformadores efetivamente em operação em todos os níveis de tensão, totalizando uma capacidade de transformação de 44.181 MVA, além de 5.683 km de cabos de fibra óptica.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviços públicos de energia elétrica, controlada pela Eletrobras, com atuação nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. A partir do exercício de 2003, com a liberação gradual dos seus contratos de suprimento - contratos iniciais - à razão de 25% ao ano, conforme estabelece a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, a Companhia passou a atender às demais regiões do país.

As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.694,00 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 600,33 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.294,33 MW. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.192,13 Km de linhas de transmissão, 43 subestações no Sistema Interligado Nacional - SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.888,02 Km de linhas de transmissão e 53 subestações.

A Companhia detém o controle acionário da subsidiária integral Boa Vista Energia S.A., da Estação Transmissora de Energia S.A. e a participação societária em Sociedades de Propósito Específico - SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

f) Furnas Centrais Elétricas S/A. (FURNAS) - controlada pela Eletrobras, atua na geração, transmissão e comercialização na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato



Notas Explicativas

Grosso e Tocantins e participantes de Sociedade de Propósitos Específicos nas regiões de Tocantins, Rondônia e divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A comercialização de energia realiza-se com empresas distribuidoras de energia e consumidores de todo o território nacional. O sistema de produção de energia elétrica de FURNAS é composto por 8 (oito) usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 (duas) em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.662 MW, e 2 usinas termelétricas com 796 MW de capacidade, totalizando 9.458 MW.

III - Demais Empresas

- a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica. A companhia possui suas ações negociadas unicamente no Mercado de Balcão Organizado da BM&FBovespa.
- b) Eletrobras Participações S.A. (ELETROPAR) - controlada pela ELETROBRAS, está vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem por objeto social principal a participação no capital social da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. e de outras sociedades.
- c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) - sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

A companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do estado do Maranhão, abrangendo uma área de concessão de 333 mil Km², regulada pelo Contrato de Concessão n 060 de 28 de agosto de 2000 celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e o acionista controlador, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

Notas Explicativas

- d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.
- e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da companhia QMRA Participações S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica na área de sua concessão legal que abrange todo o Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios. Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica 182/1998, assinado em 28/7/1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 (trinta) anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período.
- f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - é concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, de duas pequenas usinas hidroelétricas, a UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. Sociedade de capital aberto.
- g) Lajeado Energia S.A. (Lajeado) - companhia de capital fechado, controlada da EDP Energias do Brasil S.A., tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza, preparação de estudos de viabilidade e projetos, promoção da construção, da operação e da manutenção de usinas de geração. A Companhia detém 73% do capital total da Investco S.A., sociedade de capital aberto que tem como objeto principal estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, especialmente a exploração da Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado (UHE Lajeado), no Estado do Tocantins, nos termos do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público 05/97 - ANEEL pelo prazo de 35 anos, com vigência até 2033.



Notas Explicativas

h) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário das empresas Rede Energia S.A. e Inepar S.A.- Indústria e Construções, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão legal que abrange todo o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica 03/1997, assinado em 11/12/1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11/12/2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997 de 7 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10/12/2027.

Ao longo dos últimos anos, a Eletrobras firmou investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista minoritário, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo - Investimentos.

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Eletrobras participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo - Investimentos:

- 1) STN - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico criada pela Chesf e pela Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, para exploração da concessão de linha de transmissão de 546 km, em 500 kV, no trecho Teresina (PI) - Sobral e Fortaleza (CE). O capital da empresa Sistema de Transmissão Nordeste é distribuído na seguinte proporção: Alusa 51% e Chesf 49%. O empreendimento foi concluído em dezembro de 2005 e a operação comercial iniciada em janeiro de 2006.
- 2) Manaus Construtora Ltda. - Sociedade de Propósito Específico, criada em 06 de abril de 2009, da qual a Companhia é sócia com 195 quotas, em conjunto com a Abengoa Holding, com 505 quotas, e a Eletronorte, com 300 quotas. Esta empresa tem como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão-de-obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri, subestação Itacoatiara 500/138 kV e SE 500/230 kV, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

Notas Explicativas

- 3) Artemis Transmissora de Energia - Sociedade cujo objetivo é a exploração de linhas de transmissão em 525 kV, ligando Salto Santiago - Ivaiporã e Ivaiporã - Cascavel D'Oeste, onde a controlada Eletrosul participa com 49% das ações do capital social, com início de suas operações em outubro de 2005.
- 4) Uirapuru Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, constituída em 2004, para a construção, operação e manutenção de 120 Km de linha de transmissão 525 kV, Ivaiporã (PR) - Londrina (PR), com concessão por 30 anos. A Eletrosul possui 49% das ações representativas do capital social da Uirapuru, ficando a empresa Cymi Holding S.A. com 51%. A linha de transmissão entrou em operação em 2006.
- 5) Empresa Transmissora do Alto Uruguai (ETAU) - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, operação e manutenção de 187 Km de linha de Transmissão 230 kV, Campos Novos (SC) - Barra Grande (SC) - Lagoa Vermelha (RS) - Santa Marta (RS), com concessão por 30 anos. A Eletrosul possui 27,4% das ações do capital social da ETAU, ficando as empresas Terna Participações S.A. com 52,6%, DME Energética Ltda com 10% e Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE com 10%. A linha de transmissão entrou em operação em 2005.
- 6) Energia Sustentável do Brasil (ESBR)- Sociedade de Propósito Específico que tem por objetivo a exploração da concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau, no Rio Madeira, (RO), com potência instalada mínima de 3.300 MW, e entrada em operação prevista para 2013. O Sistema Eletrobras possui participação de 40% do capital da empresa (Chesf - 20% e Eletrosul 20%) juntamente com as empresas Suez Energy South America Participações Ltda. (50,1%) e Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (9,9%). O prazo de concessão do empreendimento é de 35 anos.
- 7) Norte Brasil Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a construção, implantação e operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, composto pela Linha de Transmissão coletora Porto Velho - Araraquara, trecho 02, em Corrente Contínua, em cerca de 600 KV, com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui participação de 49% das ações do capital social (Eletrosul possui 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.

Notas Explicativas

- 8) Estação Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, composto pela Estação Refriticadora 1 corrente alternada/corrente contínua, e Estação Inversora 1 corrente contínua/corrente alternada, 600/500 KV - 2950 MW com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Eletrosul 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações com 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.
- 9) Porto Velho Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a implantação, operação e manutenção de Linha de Transmissão Coletora Porto Velho (RO), Subestação Coletora Porto Velho (RO), em 500/230 KV, e duas estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back, em 400 MW, bem como demais instalações, com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Eletrosul 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações com 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.
- 10) Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, operação e manutenção de 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó (MT) - Cuiabá (MT), com extensão de 25 km e Cuiabá (MT) - Rondonópolis (MT) com extensão de 168 km, tendo entrado em operação comercial em agosto de 2005. A Eletronorte participa com 49% do capital social da AETE.
- 11) Intesa - Integração Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, implantação, operação e manutenção de linha de Transmissão de Energia Elétrica em 500kV, no trecho Colinas - Serra da Mesa 2, 3º circuito, com prazo de concessão de 30 anos. O capital da Intesa distribui-se em: o Sistema Eletrobras com 49% (Chesf - 12% e Eletronorte - 37%) e Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia - FIP, com 51%. O início da operação comercial da Intesa teve início em 2008.
- 12) Energética Águas da Pedra - Sociedade de Propósito Específico que tem origem no Consórcio Aripuanã, relativo à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, com posterior outorga de concessão dentro do Ambiente de Contratação Regulada, para implantação da UHE Dardanelos. O Sistema Eletrobras participa com 49% (Chesf - 24,50% e Eletronorte - 24,50%) juntamente com a

Notas Explicativas

Neoenergia S.A. que detem 51%. A Usina será implantada no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência de 261 MW, e energia assegurada total de 154,9 MW médios. As primeiras máquinas têm previsão para entrada em operação em 2011, tendo sido comercializados 147 MW médios para o período de 2011 à 2041, com prazo de concessão de 35 anos.

- 13) Amapari Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída em 2007 em parceria entre a MPX Energia S.A. e Eletronorte, que tem por objeto estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), com capacidade instalada inicial de 23,33 MW. Trata-se de uma usina termelétrica (UTE) a óleo diesel, no Município de Serra do Navio, no Estado do Amapá. A participação da Eletronorte é de 49% e da MPX Energia é de 51%.
- 14) Brasnorte Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico criada em 2007, com o objetivo de explorar a concessão de Linha de Transmissão Juba - Jauru, 230 kV, com 129 Km de extensão; Linha de Transmissão Maggi - Nova Mutum, 230 kV, com 273 Km de extensão; Subestação Juba, 230/138 kV e Subestação Maggi, 230/138 kV. A participação da Eletronorte no capital social da referida Sociedade é de 49,71%, Terna Participações S/A 38,70% e Bimetal Ind. E Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA é de 11,62%.
- 15) Manaus Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, criada em 2008 pelo Consórcio Amazônia, com participação de 30% da Eletronorte, Abengoa Concessões Brasil Holding com 50,50% e a Chesf com 19,50%, com a finalidade de construção, operação e manutenção das instalações das Linhas de Transmissão Oriximiná (PA)/Itacoatiara(AM), circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara(AM)/Cariri(AM), circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA.
- 16) Enerpeixe - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico denominada Enerpeixe S.A., que tem como objetivo a construção e operação da UHE Peixe Angical, localizada no rio Tocantins, cuja capacidade de geração é de 452 MW, sendo a participação de Furnas de 40% do capital social da referida sociedade, tendo o início de operação ocorrido em maio de 2006.
- 17) Transleste - Sociedade de Propósito Específico criada em 2003, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Montes

Notas Explicativas

Claros (MG) - Irapé (MG), na tensão de 345 kV, com 150 km de extensão. A participação da controlada Furnas na sociedade corresponde a 24% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em 2005.

18) Transudeste - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Itutinga (MG) - Juiz de Fora (MG), na tensão de 345 kV, com 140 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 25% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em 2007.

19) Transirapé - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de construção, operação e manutenção das instalações da linha de transmissão de energia elétrica Irapé (MG) - Araçuaí (MG), na tensão de 230 kV, com 65 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 24,5% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em maio de 2007.

20) Chapecoense - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico denominada Chapecoense Geração S.A., que tem por objetivo construir e explorar a UHE Foz do Chapecó, localizada no rio Uruguai. A participação acionária de Furnas é de 49,9% do Capital Social da empresa que irá gerir a Usina, com potência de 855 MW, que será operada pelo consórcio Chapecoense composto pela CPFL (51%), Chapecoense, (40%), e CEEE-GT (9%), cabendo à Furnas o desempenho das atividades de engenharia do proprietário, na forma de serviço. A entrada em operação da primeira máquina está prevista para agosto de 2010.

21) Serra do Facão - Sociedade de Propósito Específico constituída com a finalidade de construção e operação da UHE Serra do Facão, com potência instalada de 210 MW, localizada no rio São Marcos, no Estado de Goiás. A participação acionária de Furnas no consórcio, é de 100%. A entrada em operação comercial da primeira máquina está prevista para maio de 2010.

22) Retiro Baixo - Sociedade de Propósito Específico, denominada Retiro Baixo Energética S.A., criada com o objetivo de implantar e gerir a UHE Retiro Baixo, com potência instalada de 82 MW, localizada no Rio Paraopeba, nos municípios mineiros de Curvelo e Pompeu. A participação de FURNAS corresponde a 49% do capital social e as obras tiveram início em março de 2007, com entrada em operação comercial da primeira máquina em 2010.

Notas Explicativas

- 23) Baguari Energia - É uma Sociedade de Propósito Específico, constituída com o objetivo de implantar e explorar a UHE Baguari, localizada no rio Doce, no Estado de Minas Gerais, com capacidade de 140 MW e previsão de implantação para 2009. A participação de Furnas corresponde a 30,61% do capital social e o saldo do investimento em 31 de dezembro de 2009 está integralmente registrado como adiantamento para futuro aumento de capital.
- 24) Centroeste de Minas - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Furnas (MG) - Pimenta (MG), na tensão de 345 kV, com 75 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 49% do capital social.
- 25) Consórcio Madeira Energia S.A (MESA) - Sociedade de Propósito Específico constituída em 2007 com o objetivo de construir e operar o projeto de construção da UHE Santo Antônio, no rio Madeira, (RO). O capital social do Consórcio MESA tem participação de Furnas (39%), Odebrecht Investimentos (17,6%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%), Cemig (10%), Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia (20%) e Construtora Norberto Odebrecht (1%).
- 26) IE Madeira - Sociedade de Propósito Específico criada com o objetivo de construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional, LT Coletora Porto Velho - Araraquara, trecho 01, em CC, 600 KV, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 KV/+ 600 KV - 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA, 600 KV/5020KV - 2.950. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Furnas 24,5% e Chesf 24,5%) e a CTEEP 31%.
- 27) IGESA - Sociedade de Propósito Específico criada em 2008, que tem por objetivo os estudos de viabilidade técnicoeconômica, ambiental e jurídico, implantação e exploração do aproveitamento hidroelétrico Inambari (Peru), no rio Inambari e do sistema de Transmissão de Uso Exclusivo, interligando o Peru ao Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Furnas 19,6% e Eletrobras 29,4%) a empresa encontra-se em fase de pré-operacional.

Notas Explicativas

28) Transenergia - Sociedade de Propósito Específico criada com o objetivo de construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C, do Leilão 008/2008-ANEEL. A participação de Furnas na Sociedade corresponde a 49% do Capital Social.

29) Norte Energia S.A. - Em 26 de agosto de 2010, a sociedade de propósito específico, Norte Energia S.A., de cuja sociedade a Eletrobras é acionista (49,98%), assinou o Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de energia elétrica cujo objetivo é regular a exploração do potencial de energia hidráulica localizado no rio Xingu, denominado Usina Hidrelétrica Belo Monte, bem como das respectivas Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica, pelo prazo de 35 anos.

A Companhia tem diversas ações no âmbito do judiciário, em vários estágios de julgamento, onde figura como ré (vide Nota 32), nas quais foram oferecidos em garantia, para os recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 5,25% (6,37% em 2009) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

31/12/2010

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL	
		DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	1.616.274	97,53%	1.576.419
EMAE	317.116	100,00%	317.116
CESP	264.446	95,88%	253.561
AES TIETE	23.046	88,94%	20.496
COELCE	15.329	41,02%	6.288
DUKE(Ger.Paranapanema)	3.344	63,25%	2.115
CEMAT	480.650	86,64%	416.452
CEB	72.907	50,00%	36.453
CELPA	305.304	5,31%	16.201
CELPE	4.689	70,32%	3.297
CELESC	28.242	15,24%	4.304
CEEE-GT	627.300	10,08%	63.241
CEMAR	302.263	24,80%	74.976

Notas Explicativas

SUBTOTAL	4.060.908		2.790.919
Outros Investimentos	47.975.072		0
TOTAL	52.035.980	5,36%	2.790.919

31/12/2009

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	1.478.447	88,93%	1.314.783
EMAE	316.815	100,00%	316.815
CESP	269.680	95,82%	258.407
AES TIETE	23.046	89,22%	20.562
COELCE	15.328	100,00%	15.328
DUKE(Ger.Paranapanema)	3.344	62,48%	2.089
CEMAT	512.872	86,64%	444.352
CEB	3.528	50,00%	1.764
CELPA	396.393	5,31%	21.048
CELPE	4.689	70,32%	3.297
CELESC	28.241	15,24%	4.304
CEEE-GT	494.046	87,39%	431.747
SUBTOTAL	3.546.428		2.834.496
Outros Investimentos	39.850.260		-
TOTAL	43.396.688	6,53%	2.834.496

NOTA 17 - IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado apresentados abaixo referem-se a infraestrutura do segmento de geração de energia:

Controladora

31/12/2010



Notas Explicativas

	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	139.187	(39.007)	100.180
	139.187	(39.007)	100.180
Em curso			
Administração	1.668	-	1.668
	1.668	-	1.668
	140.855	(39.007)	101.848

31/12/2009

	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	64.621	(33.722)	30.899
	64.621	(33.722)	30.899
Em curso			
Administração	-	-	-
	-	-	-
	64.621	(33.722)	30.899

01/01/2009

	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	55.045	(29.551)	25.494
	55.045	(29.551)	25.494
Em curso			
Administração	-	-	-

Notas Explicativas

		-
-	-	-
55.045	(29.551)	25.494

CONSOLIDADO

31/12/2010

	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	53.940.091	(23.344.259)	(357.343)	30.238.489
Administração	1.894.993	(1.065.400)	(35.558)	794.035
Comercialização	128.090	(44.847)	-	83.243
	55.963.174	(24.454.506)	(392.901)	31.115.767
Em curso				
Geração	8.808.957	-	-	8.808.957
Administração	276.340	-	(32)	276.308
Comercialização	10.252	-	-	10.252
Arrendamento Mercantil	1.212.002	-	-	1.212.002
	10.307.551	-	(32)	10.307.519
Saldo de Investidas	5.259.212	-	-	5.259.212
	71.529.937	(24.454.506)	(392.933)	46.682.498

Notas Explicativas

31/12/2009				
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	54.222.482	(22.628.381)	(316.638)	31.277.463
Administração	632.283	(347.392)	(139.935)	144.956
Comercialização	128.152	(40.540)	-	87.612
	<u>54.982.917</u>	<u>(23.016.313)</u>	<u>(456.573)</u>	<u>31.510.031</u>
Em curso				
Geração	5.330.686	-	-	5.330.686
Administração	202.849	-	-	202.849
Comercialização	7.001	-	-	7.001
Arrendamento				
Mercantil	1.258.618	-	-	1.258.618
	<u>6.799.154</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6.799.154</u>
Saldo de Investidas	<u>3.288.420</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.288.420</u>
	<u>65.070.491</u>	<u>(23.016.313)</u>	<u>(456.573)</u>	<u>41.597.605</u>

01/01/2009				
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	34.311.782	(13.969.792)	(1.030.877)	19.311.113
Administração	18.881.658			

Notas Explicativas

		(7.739.950)	(139.938)	11.001.770
Comercialização				
	127.405	(35.891)	-	91.514
	53.320.845	(21.745.633)	(1.170.815)	30.404.397
Em curso				
Geração				
	3.280.342	-	-	3.280.342
Administração				
	479.853	-	-	479.853
Comercialização				
	45.368	-	-	45.368
Arrendamento Mercantil				
	1.305.235	-	-	1.305.235
	5.110.798	-	-	5.110.798
Saldo de Investidas				
	980.464	-	-	980.464
	59.412.107	(21.745.633)	(1.170.817)	36.495.659

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia não podem ser vendidos nem dados em garantias.

b) Movimentação do Imobilizado

	1/1/2009				31/12/2009		
		Adições	Transferencia curso/serviço	Baixa	Depreciação	Imobilizações	Saldo final
Consolidado							
Geração							
Em serviço	52.661.823	312.968	1.613.468	(361.345)	(2.493)	(4.432)	54.219.989

Notas Explicativas

Amortização acumulada	(21.397.298)	(476.285)	766	140.677	(876.265)	327	(22.608.078)
Em curso	3.586.025	4.032.356	(1.610.225)	(531.740)	-	(150.658)	5.325.759
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Total	34.850.550	3.869.039	4.009	(752.408)	(878.758)	(154.763)	36.937.670
	34.850.550	3.869.039	4.009	(752.408)	(878.758)	(154.763)	36.937.670
Administração							
Em serviço	531.617	108.113	36.437	(43.871)	(13)	-	632.284
Amortização acumulada	(304.071)	(17.787)	215	8.459	(25.261)	-	(338.447)
Obrigações Especiais	(9.920)	-	-	-	3	-	(9.917)
Em curso	174.170	84.600	(50.988)	(6)	-	-	207.776
Total	391.796	174.926	(14.336)	(35.418)	(25.271)	-	491.695
	391.796	174.926	(14.336)	(35.418)	(25.271)	-	491.695
Comercialização							
Em serviço	127.405	747	-	-	-	-	128.152
Amortização acumulada	(35.891)	(4.649)	-	-	-	-	(40.540)
Em curso	45.368	112.532	-	(150.899)	-	-	7.001
	136.882	108.630	-	(150.899)	-	-	94.613
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Provisão p/ Ajustes Vlr recuperação Ativos	(742.021)	-	-	616.573	3.308	-	(122.140)
Reversão da Provisão	-	-	-	61.552	-	-	61.552
Depreciação dos Ativos da provisão	-	-	-	13.410	-	-	13.410
Reintegração Acumulads	(8.373)	-	-	171	(743)	-	(8.945)
Arrendamento Mercantil	1.305.235	-	-	-	(46.617)	-	1.258.618
	-	-	-	-	-	-	-
Total	554.841	-	-	691.706	(44.052)	-	1.202.495
Obrigações Esp. Vinc. A							

Notas Explicativas

concessão	(418.874)	1.586	-	-	-	-	(417.288)
TOTAL	35.515.195	4.154.181	(10.327)	(247.019)	(948.081)	(154.763)	38.309.185
Saldo de Investidas	980.464						3.288.420
Total Consolidado	36.495.659						41.597.605
	31/12/2009			31/12/2010			
	Saldo final	Adições	Transferencia curso/serviço	Baixa	Depreciação	Imobilizações	Saldo final
Consolidado							
Geração							
Em serviço	54.219.989	425.008	524.524	(82.023)	-	1.773	55.089.271
Amortização acumulada	(22.608.078)	(700.049)	(230)	41.406	(639.756)	(29.555)	(23.936.262)
Em curso	5.325.759	4.754.629	(530.968)	(295.762)	-	(352.890)	8.900.768
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Total	36.937.670	4.479.588	(6.674)	(336.379)	(639.756)	(380.672)	40.053.777
	36.937.670	4.438.564	(6.674)	(336.379)	(639.756)	(380.672)	40.012.753
Administração							
Em serviço	632.284	113.909	29.454	(34.603)	(9)	-	741.034
Amortização acumulada	(338.447)	(23.945)	2.271	14.451	(22.407)	-	(457.925)
Obrigações Especiais	(9.917)	-	9.758	-	1	-	(158)
Em curso	207.776	73.392	(49.138)	(47.501)	-	-	184.529
Total	491.695	163.356	(7.655)	(67.653)	(22.415)	-	467.480
	491.695	163.356	(7.655)	(67.653)	(22.415)	-	467.480
Comercialização							
Em serviço	128.152	-	-	(62)	-	-	128.090
Amortização acumulada	(40.540)	(4.307)	-	-	-	-	(44.847)

Notas Explicativas

Em curso	7.001	3.251	-	-	-	-	10.252
	94.613	(1.056)	-	(62)	-	-	93.495
Obrigações Especiais	-	(32)	-	-	-	-	(32)
Provisão p/ Ajustes Vlr recuperação Ativos	(122.140)	92.771	-	29.369	-	-	-
Reversão da Provisão	61.552	-	-	-	(61.552)	-	-
Depreciação dos Ativos da provisão	13.410	-	-	-	(13.410)	-	-
Reintegração Acumulada	(8.945)	(1.748)	-	-	-	-	(10.693)
Arrendamento Mercantil	1.258.618	-	-	-	(46.616)	-	1.212.002
	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.202.495	90.991	-	29.369	(121.578)	-	1.201.277
Obrigações Esp. Vinc. A concessão	(417.288)	2.976	-	21.569	-	-	(392.743)
TOTAL	38.309.185	4.735.855	(14.329)	(353.156)	(783.749)	(380.672)	41.423.286
Saldo de Investidas	3.288.420						5.259.212
Total Consolidado	41.597.605						46.682.498

NOTA 18 - ATIVO FINANCEIRO - CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 16.915.492 refere-se ao ativo financeiro a receber pelas empresas do Sistema Eletrobras no âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, decorrente da aplicação do modelo misto, e no âmbito da concessão de transporte de eletricidade no Brasil, decorrente da aplicação do modelo financeiro.

Notas Explicativas

	TOTAL		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Transmissão			
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida - Circulante	726.507	715.720	522.852
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida - Não Circulante	6.718.361	5.703.925	9.559.261
Ativo Financeiro Indenizável - Concessões	15.935.225	14.920.837	9.873.842
Distribuição	-	-	-
Ativo Financeiro Indenizável - Concessões	2.342.039	1.727.341	1.388.140
Ativo Financeiro - Circulante	726.507	715.720	522.852
Ativo Financeiro - Não Circulante	24.995.625	22.352.103	20.821.243
Total do ativo financeiro	25.722.132	23.067.823	21.344.095

NOTA 19 - ATIVO FINANCEIRO - ITAIPU

Considerando o empreendimento ITAIPU como um fluxo de caixa, foi constituído um ativo financeiro conforme abaixo;

	Controladora e Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Contas A Receber	1.850.802	1.564.087	1.743.267
Direito De Ressarcimento	290.704	278.239	516.766
Fornecedores De Energia - Itaipu	(588.983)	(601.427)	(722.826)
Obrigações De Ressarcimento	(555.508)	(386.243)	(437.052)
Total Ativo Circulante	997.015	854.656	1.100.155

Notas Explicativas

Contas A Receber	35.715	104.336	199.646
Direito De Ressarcimento	1.910.996	1.803.348	4.312.809
Obrigações De Ressarcimento	(1.122.137)	(1.033.265)	(2.450.772)
Total Ativo Não Circulante	824.574	874.419	2.061.683
Imobilizado Itaipu			
Geração			
Em Serviço	13.650.931	14.671.331	20.383.981
Em Curso	420.050	321.625	425.819
	14.070.981	14.992.956	20.809.800
Administração			
Em Serviço	718.508	751.115	1.001.389
Em Curso	34.024	126.346	247.090
	752.532	877.461	1.248.479
Total Do Ativo Financeiro De Itaipu Consolidado	16.645.101	17.599.493	25.220.118

Os efeitos da constituição do ativo financeiro de Itaipu estão listados acima.

Detalhamos a seguir as rubricas mais importantes:

I - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

Notas Explicativas

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado, ainda, o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, com o objetivo de regulamentar a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008.

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2010, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 214,989, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças aos consumidores, homologado pela portaria MME/MF 398/2008.

O saldo decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, representado pela rubrica Direito de Ressarcimento, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 1.910.996 em 31 de dezembro de 2010, equivalentes a US\$ 1,146,919 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 1.803.348, equivalentes a US\$ 1,035,693 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 4.312.809 equivalentes a US\$ 1,845,447), dos quais R\$ 1.122.137 mil, equivalente a US\$ 673.470 mil, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023 representado em obrigações de ressarcimento (Nota 25). Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

II - Comercialização de energia elétrica - Itaipu Binacional

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.



Notas Explicativas

Desta forma, foram comercializados no exercício de 2010 o equivalente a 34.464 GWh, sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60/kW e a tarifa de repasse (venda), US\$ 24,63/kW.

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

- a) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh.
- b) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

No exercício de 2010, a atividade foi superavitária em R\$ 192.493 sendo a obrigação decorrente incluída na rubrica "Obrigação de Ressarcimento".

Notas Explicativas

NOTA 20 - ATIVO INTANGÍVEL - CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Consolidado						
Mutação do Ativo Intangível						
Intangível	1/1/2009	31/12/2009				
		Adições	Baixas	Amortizações	Transferências	Saldo final
Geração						
Vinculados a Concessão						
Em serviço	1.752.580	254.549	(225.906)	(31.279)	86.970	1.836.914
Amortização acumulada	(296.423)	(164.419)	21.635	(23.808)	26	(462.989)
Obrigações Especiais	(134.629)	(51.216)	1.553	915	(6.045)	(189.422)
Em curso	163.148	48.018	(28.932)	-	(85.246)	96.988
Obrigações Especiais	(69.355)	(24.255)	17.910	-	6.089	(69.611)
<i>Impairment</i>	-	-	-	-	-	-
Total	1.415.321	62.677	(213.740)	(54.172)	1.794	1.211.880
Não Vinculado a Concessão(Outros)	699.273	125.005	5.632	(17.107)	-	812.803
Total	699.273	125.005	5.632	(17.107)	-	812.803
Total Intangível	2.114.594	187.682	(208.108)	(71.279)	1.794	2.024.683

Notas Explicativas

Consolidado

Mutação do Ativo Intangível

Intangível	31/12/2009		31/12/2010					
	Saldo final	Adições	Baixas	Amortizações	Outros	Imobilizações	Transferencia s	Saldo final
Geração								
Vinculados a Concessão								
Em serviço	1.836.914	387.224	(39.901)	(40.829)	(47)	-	27.257	2.170.618
Amortização acumulada	(462.989)	(110.900)	5.394	(26.530)	-	-	491	(594.534)
Obrigações Especiais	(189.422)	(24.640)	1.315	4.945	-	-	(7.800)	(215.602)
Em curso	96.988	109.805	(12.012)	-	-	-	(22.877)	171.904

Notas Explicativas

				)					
Obrigações Especiais	(69.611)	(29.407)	2.814	-	-	-	7.524	(88.680)	
					(6.307				
Impairment	-	-	-	-	)	-	-	(6.307)	
									-
			(42.390		(6.354				
Total	1.211.880	332.082	)	(62.414)	)	-	4.595	1.437.399	
Não Vinculado a									
Concessão(Outros)	812.803	40.331	5.305	(21.581)	-	(10.285)	-	826.573	
Total	812.803	40.331	5.305	(21.581)	-	(10.285)	-	826.573	
			(37.085		(6.354				
Total Intangível	2.024.683	372.413	)	(83.995)	)	(10.285)	4.595	2.263.972	

NOTA 21 - VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A companhia definiu o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em “valor em uso” sendo o mesmo maior que o “valor justo menos custos de venda”. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa média de desconto (5,65% para geração, 5,18% para transmissão e 5,88% distribuição) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A taxa de crescimento não inclui inflação.

Notas Explicativas

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2010:

- Eletrosul - Face ao atraso da entrada em operação da Usina Passo São João, o qual foi observado no ano de 2010, os fluxos de caixa futuros serão insuficientes para cobrir os custos. Portanto, em 31 de dezembro de 2010 foi registrado *impairment* no montante de R\$ 135.138.

- Amazonas Energia (atividade de distribuição) - No ano de 2010 a ANEEL determinou uma nova metodologia de reajuste tarifário que inclui, entre outros fatores, a redução na remuneração dos ativos (WACC regulatório). Esses fatores levaram a necessidade de se efetuar provisão para perdas dos ativos de distribuição no valor de R\$ 243.910.

- Furnas - A Companhia apurou uma perda de R\$ 596.662 mil, registrada em 01 de janeiro de 2009 e um ajuste de R\$ 343.895 mil em 31 de dezembro de 2010, em decorrência da redução na taxa de desconto resultando em uma reversão de provisão de R\$ 252.767 mil em 31 de dezembro de 2010, ambas contabilizadas na rubrica de imobilizado em curso.

No ano de 2010 o efeito líquido das provisões para perdas foi no montante de R\$ 117.281.

NOTA 22 - FORNECEDORES

Inclui, principalmente, a energia comprada de Itaipu Binacional, e tem a seguinte composição:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
CIRCULANTE						
Bens, Materiais e						
Serviços	102.260	100.544	206.241	1.314.871	1.174.479	918.219
Energia Comprada para						
Revenda	263.705	206.465	-	3.850.379	1.896.966	1.541.098
CCEE - Energia de curto						
prazo	-	-	24.121	515	8.169	44.976

Notas Explicativas

365.965	307.009	230.362	5.165.765	3.079.614	2.504.293
---------	---------	---------	-----------	-----------	-----------

NOTA 23 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

ADIANTAMENTOS DE CLIENTES	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
Venda antecipada de energia -						
ALBRAS	-	-	-	39.362	39.292	37.778
Adiantamentos de clientes -						
PROINFA	302.100	24.108	15.381	302.100	24.108	15.381
	<u>302.100</u>	<u>24.108</u>	<u>15.381</u>	<u>341.462</u>	<u>63.400</u>	<u>53.159</u>
NÃO CIRCULANTE						
Venda antecipada de energia -						
ALBRAS	-	-	-	928.653	978.980	1.018.488
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>928.653</u>	<u>978.980</u>	<u>1.018.488</u>
TOTAL	<u>302.100</u>	<u>24.108</u>	<u>15.381</u>	<u>1.270.115</u>	<u>1.042.380</u>	<u>1.071.647</u>

I - ALBRÁS

A controlada Eletronorte venceu o leilão de compra de energia elétrica realizado pela ALBRÁS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro para a celebração do contrato um preço compatível com a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescido de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (vide Nota 46).

Com base nestas condições, a ALBRÁS, visando reduzir o preço base, fez uma oferta de pré-compra de energia elétrica com pagamento antecipado, que se constitui em créditos de energia que serão amortizados durante o período de fornecimento, em parcelas fixas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês do faturamento.

Notas Explicativas

A operação ocorreu da seguinte forma:

Adiantamentos Recebidos	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009
2004	300.000	300.000
2005	500.000	500.000
2006	250.000	250.000
2007	150.000	150.000
Total	1.200.000	1.200.000
Amortizações	(220.854)	(181.728)
Ganhos	(10.493)	-
Total do passivo	968.653	1.018.272

II - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base em novas fontes.

O Programa assegura à Companhia a compra da energia elétrica a ser produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, que será repassada às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor anual da quota de custeio correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

Adicionalmente, para fazer face às necessidades de pagamentos aos empreendedores de geração do PROINFA, no primeiro ano de funcionamento do Programa as concessionárias de distribuição e de transmissão, além das quotas relativas ao exercício corrente, anteciparam o pagamento de um duodécimo da quota anual, considerando a contratação plena de todos os empreendimentos inseridos no PROINFA.

Notas Explicativas

Cabe ainda destacar que as operações relativas ao PROINFA não geram para Companhia ganhos ou perdas de natureza econômica.

NOTA 24 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS OBTIDOS

O detalhamento dos financiamentos e empréstimos, incluindo encargos, cujos recursos são destinados ao programa de investimentos do Sistema Eletrobras.

I - Contratos obtidos pela Eletrobras:

a) A Companhia possui empréstimos celebrados com agências multilaterais, tais como BID, BIRD, KFW e EXIMBANK/JBIC, nos quais há garantia da União. Tais contratos seguem ao padrão de cláusulas aplicáveis aos contratos com agências multilaterais, que são as usualmente acordadas em negociações com esse tipo de organismo;

Nos contratos tipo A/B Loan, de empréstimo sindicalizado entre a CAF e bancos comerciais, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais mencionamos: existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. No ano de 2010, foi assinado novo contrato com a CAF no valor de US\$500.000, destinado a compor o fundo de financiamento às Controladas.

Ainda, de acordo com as práticas de mercado há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB.

Em 2009 foi concluída a operação de emissão de bônus no valor de US\$1,000,000.

Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 30 de julho de 2019, com resgate total na data do vencimento e com cupom de juros semestrais à taxa de 6,875% a.a., possibilitando um “yield”, para os investidores que compraram os referidos bônus na data do lançamento, de 7,0% a.a. O preço de emissão foi de 99,112% do valor de face, cujo 60% das ofertas foram originadas dos Estados Unidos, 30% na Europa e 10% na Ásia.

Notas Explicativas

Os recursos obtidos nesta operação junto ao mercado internacional compõem o fundo de financiamento às controladas, visando assegurar o cumprimento do programa de investimentos do Sistema Eletrobras.

Além dos empréstimos, financiamentos e bônus existentes atualmente no passivo da Companhia, há ainda um contrato de assunção de dívidas da CEEE.

Estão sendo desenvolvidas negociações com outras entidades multilaterais, tais como Banco Europeu de Investimentos e Agência Francesa de Desenvolvimento, com vistas à obtenção de novas linhas de financiamento. Está sendo considerada ainda a emissão de novos bônus no ano de 2011.

Em fase mais avançada se encontram as contratações de crédito a serem firmadas com o KFW, a ser repassado à controlada Eletrosul, e com o BIRD.

Não há no passivo da Companhia contratos com cláusulas de índices financeiros.

B) Reserva Global De Reversão

O Governo Federal criou um fundo para cobertura de gastos com indenizações de reversões de concessões do serviço público de energia elétrica. Os recursos que compõem o fundo não fazem parte destas demonstrações contábeis e, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são utilizados na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal, por intermédio da Eletrobras.

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada reversão e encampação de serviços de energia elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço daquelas entidades (vide Nota 31), e não se constituem em receita ou ativo da Eletrobras.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais de RGR, em duodécimos, em conta bancária vinculada, administrada pela Eletrobras, que movimenta a conta nos limites

Notas Explicativas

previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, não refletidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Eletrobras.

Contudo, a Eletrobras toma recursos junto à RGR para aplicação em projetos específicos de investimento, por ela financiados, em especial:

- a) I - expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) II - incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) III - estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) IV - implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) V - iluminação pública eficiente;
- f) VI - conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) VII - universalização de acesso à energia elétrica;

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% a.a., sem nenhum tipo de indenização. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, utilizados em diversos investimentos totaliza R\$ 8.159.038 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 7.656.946 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 7.193.770), e estão incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

Notas Explicativas

CONTROLADORA												
31/12/2010					31/12/2009				01/01/2009			
ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL		
CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	
Moeda Estrangeira												
Instituições financeiras												
BID	4,16%	2.202	31.001	201.509	5,32%	3.659	32.397	242.977	5,32%	5.489	43.482	369.600
CAF	2,29%	9.886	25.634	1.935.355	3,97%	22.040	-	1.205.446	4,76%	10.340	-	1.635.900
KFW	3,86%	70	21.158	43.556	3,87%	183	23.811	52.205	5,73%	202	31.349	95.514
AMFORP & BEPCO	-	-	-	-	-	-	-	-	6,50%	-	128	-
Dresdner Bank	6,25%	88	21.405	21.406	6,25%	775	23.810	48.458	6,25%	259	31.348	95.513
Eximbank	2,15%	1.591	44.999	292.490	2,15%	1.654	41.288	309.651	2,15%	2.544	56.823	482.981
BNP Paribas	1,48%	338	57.703	601.060	1,86%	15.044	-	737.695	6,40%	2.170	-	566.327
Outras		175	1.683	9.343		219	1.759	11.958		340	2.361	18.995
		14.350	203.583	3.104.719		43.574	123.065	2.608.390		21.344	165.491	3.264.830
Bônus												
Dresdner Bank	7,75%	3.812	-	499.860	7,75%	3.984	-	522.360	7,75%	5.347	-	701.100
Credit Suisse	6,87%	54.162	-	1.666.200	6,87%	59.421	-	1.741.200	-	-	-	-
		57.974	-	2.166.060		63.405	-	2.263.560		5.347	-	701.100
Outros												
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		-	-	-		-	-	-
		-	-	-		-	-	-		-	-	-
		72.324	203.583	5.270.779		106.979	123.065	4.871.950		26.692	165.491	3.965.930
Moeda Nacional												
Reserva Global de Reversão		-	-	8.159.038		-	-	7.656.946		-	-	7.193.770
Outros		-	-	-		-	-	-		-	-	-
		-	-	8.159.038		-	-	7.656.946		-	-	7.193.770
		72.324	203.583	13.429.817		106.979	123.065	12.528.896		26.692	165.491	11.159.700

Notas Explicativas

CONSOLIDADO												
31/12/2010					31/12/2009				01/01/2009			
ENCARGOS		PRINCIPAL			ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
CIRCULANTE		NÃO			CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira												
Instituições financeiras												
BID	4,16%	2.202	31.001	201.509	5,32%	3.659	32.397	242.977	5,32%	5.489	43.482	369.600
CAF		9.886	25.634	1.935.355	3,97%	22.040	-	1.205.446	4,76%	10.340	-	1.635.900
KFW		70	21.158	43.556	3,87%	183	23.811	52.205	5,73%	376	59.698	95.514
AMFORP & BEPCO		-	-	-	-	-	-	-	6,50%	-	128	-
Dresdner Bank	6,25%	88	21.405	21.406	6,25%	775	23.810	48.458	6,25%	331	45.110	95.513
Eximbank	2,15%	1.591	44.999	292.490	2,15%	1.654	41.288	309.651	2,15%	2.544	56.823	482.981
BNP Paribas		338	57.703	601.060	1,86%	15.044	-	737.695	6,40%	2.170	-	566.327
Outras		721	11.783	12.476		447	3.942	23.852		6.994	475.533	12.179.675
		14.896	213.683	3.107.852		43.802	125.248	2.620.284		28.244	680.774	15.425.510
Bônus												
Dresdner Bank	7,75%	3.812	-	499.860	7,75%	3.984	-	522.360	7,75%	5.347	-	701.100
Credit Suisse	6,87%	54.162	-	1.666.200	6,87%	59.421	-	1.741.200	-	-	-	-
		57.974	-	2.166.060		63.405	-	2.263.560		5.347	-	701.100
Outros												
Tesouro Nacional - ITAIPU		2.412	349.744	7.978.640		3.342	344.448	8.701.254		-	-	-
		2.412	349.744	7.978.640		3.342	344.448	8.701.254		-	-	-
		75.282	563.427	13.252.552		110.549	469.696	13.585.098		33.591	680.774	16.126.610
Moeda Nacional												
Reserva Global de Reversão		-	-	8.159.038		-	-	7.672.055		-	-	7.248.309
Outros		65.039	1.164.718	9.858.381 *		63.467	471.563	7.135.389		54.061	367.071	3.535.312
		65.039	1.164.718	18.017.419		63.467	471.563	14.807.444		54.061	367.071	10.783.621
		140.321	1.728.145	31.269.971		174.016	941.259	28.392.542		87.652	1.047.845	26.910.231

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos corresponde na controladora a US\$ 3.328.944, equivalente a R\$ 5.546.686 mil e no consolidado a US\$ 8.337.089 mil, equivalente a R\$ 13.891.261 mil. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	92%	2%	6%
Consolidado	97%	1%	2%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2010, foi de 4,19% e 2009 foi de 5,65%.

d) A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de Dólares Norte-Americanos, tem seu vencimento assim programado:

	2012	2013	2014	2015	Após 2015	Total
Controladora	117.445	145.901	183.825	408.798	7.204.178	8.060.147
Consolidado	273.459	339.716	428.018	951.845	16.774.199	18.767.237

Notas Explicativas

II - Operação de arrendamento financeiro:

A controlada Amazonas Energia possui operação de leasing financeiro, para o qual foi registrado o passivo e correspondente ativo imobilizado. A conciliação entre o total dos futuros pagamentos mínimos do arrendamento financeiro ao final do período e o seu valor presente estão demonstrados no quadro abaixo:

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Menos de um ano	244.098	249.738	230.500
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.220.493	1.248.690	1.152.501
Mais de cinco anos	2.213.161	2.514.030	2.504.769
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	416.322	(69.014)	381.390
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	4.094.074	3.943.444	4.269.160
Ajuste a valor presente	(2.279.042)	(2.195.169)	(2.477.654)
Valor presente dos pagamentos	1.815.032	1.748.275	1.791.506
Menos de um ano	120.485	108.827	106.435
Mais de um ano e menos de cinco anos	602.315	544.056	530.860
Mais de cinco anos	1.092.232	1.095.392	1.154.211

O valor justo dos empréstimos e financiamentos atuais é igual ao seu valor contábil, uma vez que o impacto do desconto não é significativo.

III - GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujo os montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros abaixo.

Notas Explicativas

31 DE DEZEMBRO DE 2010

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2010	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício a Liberar			
					2011	2012	2013	Após 2013
UHE Tucuruí	BNDES	100,00%	941.000	586.834	483.261	381.522	279.783	-
Subestação Miranda II	BNDES	100,00%	47.531	39.522	35.966	32.523	29.081	-
SE São Luís II e III	BNDES	100,00%	13.653	13.653	12.596	11.621	10.646	-
Norte Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	72.275	-	-	-	-
Manaus Transmissora	BNDES	30,00%	75.428	75.428	-	-	-	-
Linha Verde	BTG Pactual	49,00%	147.000	-	147.000	-	-	-
LT e Subestação Ribeiro Golçalves-Balsas	BNB	100,00%	70.000	-	-	-	-	-
UHE Jirau	BNDES	20,00%	1.444.000	833.313	1.542.895	1.660.531	1.600.332	-
SPE Manaus Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	72.275	-	-	-	-
ESBR	Bradesco	20,00%	68.888	68.888	63.220	27.051	7.232	-
IE Madeira	BNDES/ Bancos Repasadores	24,50%	98.336	86.802	-	-	-	-
UHE Simplício	BNDES	100,00%	1.034.410	915.060	953.499	887.741	822.560	-
UHE Santo Antônio	BNDES/ Bancos Repasadores / FNO	39,00%	2.589.051	2.256.456	2.444.652	2.848.008	3.082.029	-
UHE Foz do Chapecó	BNDES	40,00%	655.287	781.186	767.164	717.886	668.175	-
UHE Baguari	BNDES	30,62%	60.153	58.452	55.856	51.560	47.263	-
UHE Serra do Facão	BNDES	49,50%	257.263	-	-	-	-	-
UHE Batalha	BNDES	100,00%	224.000	100.384	224.859	208.698	192.691	-
IE Madeira	BNDES/ Bancos Repasadores	24,50%	98.336	86.802	-	-	-	-
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	BNDES	49,00%	13.827	-	13.109	11.946	10.793	-
Goiás Transmissão	Banco do Brasil	49,00%	-	-	-	-	-	-
MGE	Banco do Brasil	49,00%	-	-	-	-	-	-
UHE Passo de São João	BNDES	100,00%	183.330	186.857	186.856	177.913	164.850	-
UHE Jirau	BNDES	20,00%	1.444.000	833.313	1.542.895	1.660.531	1.600.332	-
UHE Mauá	BNDES/ Bancos Repasadores	49,00%	364.834	304.014	370.235	344.907	322.102	-
RS Energia	BNDES/ Bancos Repasadores	100,00%	126.221	124.256	112.468	100.679	89.365	-
SC Energia	BNDES/ Bancos Repasadores	100,00%	270.197	199.526	172.189	150.327	128.576	-
Eólicas Cerro Chato I, II e III	BNDES	90,00%	201.077	20.108	201.077	190.604	165.469	-
Norte Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	19.691	-	-	-	-
ESBR	Bradesco	20,00%	68.888	68.888	63.220	27.051	7.232	-
UHE São Domingos	BNDES	100,00%	207.000	-	-	-	-	-
Porto Velho Transmissora	BNDES	100,00%	283.411	-	-	-	-	-
Angra 3	BNDES	100,00%	6.146.256	-	1.358.092	3.403.542	5.036.976	1.109.280
Mangue Seco 2	BNB	49,00%	12.250	16.748	-	-	-	-
Belo Monte	ANEEL	15,00%	156.915	156.915	125.532	109.841	109.841	109.841
Mangue Seco 2	BNB	49,00%	40.951	-	-	-	-	-
Total			17.560.318	7.977.646	10.876.641	13.004.482	14.375.328	1.219.121

Notas Explicativas

Garantias Eletrobras - Consolidado

	Valor Garantido (Quota Parte das Controladas) R\$ Milhões	Total Garantido em 31/12/2010 R\$ Milhões	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício R\$ Milhões			A Garantir R\$ Milhões
						Após 2013
			2011	2012	2013	
Total	17.560	7.978	10.877	13.004	14.375	1.219
Controladas	9.137	2.042	3.427	5.254	6.665	1.109
SPE	8.423	5.936	7.481	7.766	7.710	110

A Companhia provisionou na rubrica provisões no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Eletrobras e já liberados pelos bancos financiadores. O valor justo é calculado com base em 1% do total liberado até 31 de dezembro de 2010, conforme demonstrado abaixo:

Valor Provisionado

Garantia devida em	
01/01/2009	18.046
Movimentação em 2009	62.383
Garantia devida em	
31/12/2009	80.429
Movimentação em 2010	(653)
Garantia devida em	
31/12/2010	79.776

Notas Explicativas

UHE Passo de São João - O empreendimento, integralmente da controlada Eletrosul tem potência instalada de 77MW e investimentos previstos de R\$260.000 mil.

Foi autorizada operação de financiamento junto ao BNDES no valor de R\$183.330, com amortizações em 192 meses (16 anos) e carência até 15 de julho de 2010.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 020/2008 e da Resolução 030/2008 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Simplício - O empreendimento, integralmente de Furnas tem capacidade instalada de geração de 337,7 MW e investimentos estimados de R\$1.200.000 mil.

O BNDES autorizou financiamento no valor de R\$1.034.410, com amortizações em 192 meses (16 anos), carência até 15 de julho de 2010.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 019/2008 e da Resolução 029/2008 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Mauá - O empreendimento tem capacidade instalada de 361MW e 51% de participação da Copel.

Foi aprovada junto ao BNDES a contratação de dois financiamentos, no valor individual de R\$ 182.417, um de forma direta e outro de forma indireta, com amortizações em 192 meses (16 anos) e carência até 15 de janeiro de 2012.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 014/2009 e da Resolução 109/2009 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Jirau - A SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, Chesf, GDF Suez Energy e Camargo Corrêa, venceu leilão para construir e operacionalizar a UHE Jirau, com capacidade instalada de 3.450MW, localizada no Rio Madeira, no município de Porto Velho, estado de Rondônia.

Foi aprovada a contratação de dois financiamentos, sendo um direto e outro via bancos repassadores, junto ao BNDES no valor total de R\$ 7.273.395, a serem pagos em 240 meses (20 anos).

Notas Explicativas

A Eletrobras, por meio da Deliberação 062/2009 e da Resolução 428/2009 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora da participação (de 20%) de cada uma das suas controladas.

UHE Santo Antônio - A SPE Madeira Energia S/A - MESA, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia - FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda e Andrade Gutierrez Participações S/A venceu o leilão para construir e operacionalizar a UHE Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, com capacidade instalada de 3150,4MW.

Através da Deliberação 030/2009, de 27 de março de 2009 foi aprovada a assinatura da Eletrobras na qualidade de interveniente anuente no Acordo de Capitalização celebrado entre as empresas no valor de R\$6.638.593, na participação de Furnas (39%).

Subestação Miranda II - Empreendimento corporativo que visa à instalação do terceiro transformador 230/138/13,8kV e conexões associadas, ampliando e reforçando o sistema de transmissão da Eletronorte no estado do Maranhão.

Por meio da Deliberação 202/2009, de 21 de dezembro de 2010, foi aprovada a garantia corporativa para o financiamento com o BNDES, no valor de R\$47.531.

UHE Foz do Chapecó - A SPE Foz do Chapecó Energia é a responsável pela implantação da UHE Foz do Chapecó, com capacidade instalada de 855MW.

Por meio da Deliberação 085/2010, de 30 de março de 2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras à Furnas nos instrumentos contratuais, em substituição às Fianças Bancárias já contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%, totalizando então R\$653.200).

UHE Baguari - Projeto corporativo de Furnas, UHE Baguari terá 140MW de capacidade instalada e localiza-se em Minas Gerais.

Por meio da Deliberação 078/2010, de 30 de março de 2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras no contrato de financiamento junto ao BNDES no valor de R\$60.153.

Notas Explicativas

UHE Serra do Facão - A UHE Serra do Facão é constituída de uma SPE, formada por Furnas (49.5%), Alcoa Alumínio S.A.(30,5%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (10%). e terá uma potência instalada de 210MW.

Por meio da Deliberação 142/2010, de 19 de maio de 2010, foi aprovada a prestação de garantia pela Eletrobras do financiamento junto ao BNDES, cujo valor total é de R\$520.000 mil, na proporção da participação de Furnas (R\$257.400).

Eólicas Cerro Chato I, II e III - As SPE's Eólicas Cerro Chato I, II e III são formadas Por Eletrosul (90%) e Wobben (10%). O orçamento do empreendimento constituído de três sítios de 30MW cada é de R\$406.000 mil, tendo 80% de financiamento (R\$325.000 mil) com taxa de juros de 4,5% a.a e prazo de pagamento de 10 anos (2 anos de carência).

Com a Deliberação 193/2010, de 29 de julho de 2010, foi aprovado aval da Eletrobras de 90% do valor financiado para o financiamento (R\$292.500).

Subestação São Luiz II e III - Empreendimento corporativo referente à subestação São Luiz III e à linha de transmissão São Luiz I - São Luiz II, de aproximadamente 36 km no estado do Maranhão.

Foi aprovada, pela Deliberação 140/2010, de 19 de maio de 2010, a fiança corporativa da Eletrobras no financiamento do BNDES para o empreendimento, no valor de R\$13.653 (TJLP+1,3%+1,28% em 14 anos).

Norte Transmissora de Energia - A SPE Norte Brasil Transmissora, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km.

Pela Deliberação 139/2010, de 19/05/2010, foi aprovada a prestação de garantia no contrato de curto prazo no valor de R\$ 295.000 na proporção da participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) resultando em R\$ 144.550.

Manaus Transmissora de Energia - A SPE Manaus Transmissora de Energia, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar, operar e fazer manutenção de 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). Para viabilizar o investimento, foi contratado junto ao BNDES um financiamento de curto prazo no valor de R\$ 251.426.

Notas Explicativas

Pela Resolução 138/2010, foi aprovada a prestação de garantia pela Eletrobras neste contrato, limitada ao percentual de suas controladas (49,5%, resultando em R\$ 124.445).

Mangue Seco 2 - SPE com participação de 49% da Eletrobras e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guacari, no Rio Grande do Norte.

Foi aprovada, pela Deliberação 209/2010, de 26 de agosto de 2010, a prestação de garantia pela Eletrobras, proporcional a sua participação (R\$12.250), no contrato de financiamento do curto prazo junto ao BNB.

UHE Batalha - Para UHE Batalha, empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW e localizada entre Minas Gerais e Goiás, foi firmado financiamento junto ao BNDES no valor de R\$224.000 mil. A Eletrobras, por meio da Deliberação 169/2010, figura como garantidora do referido contrato.

RS e SC Energia - A Eletrobras concedeu garantia a Eletrosul no financiamento junto ao BNDES e Bancos repassadores quando da compra da participação das empresas Schahin Engenharia S/A e Engevix Engenharia S/A nas transmissoras RS e SC Energia.

Por meio da Deliberação 073/2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras.

IE Madeira - A SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%), contratou junto ao BNDES um empréstimo de curto prazo no valor total de R\$401.370.

Pela Deliberação 196/2010, foi aprovada prestação de contra garantia pela Eletrobras mediante assinatura de Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao financiamento no limite de participação de suas controladas.

Belo Monte - A UHE Belo Monte, localizada no rio Xingu terá capacidade instalada de 11.233 MW. Para isso foi constituída a SPE Norte Energia, com participações de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%).

Pela Deliberação 230/2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras em favor da SPE para as obrigações junto a seguradora JMALUCELLI no âmbito do contrato de contra garantia no valor de R\$156.915.



Notas Explicativas

ESBR - A Deliberação 171/2010, aprovou a prestação de garantia da Eletrobras nos contratos de emissão de Cartas de Crédito entre o Bradesco e a SPE ESBR nos contratos de fornecimento de turbinas e geradores celebrado com a Dong Fang Eletrioc Corp. para UHE Jirau no valor da participação de suas controladas (R\$82.421, o que representam os 40% de participação).

NOTA 25 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Eletrobras.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 à 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2010, a R\$ 157.616 (31 de dezembro de 2009, a R\$ 140.299 e 01 de janeiro de 2009, R\$ 215.071), dos quais R\$ 141.425 no não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 127.358 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 129.866).

I - Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras

Notas Explicativas

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Eletrobras esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Eletrobras. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que “as obrigações emitidas pela Eletrobras em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários”.

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Eletrobras em suas Demonstrações Contábeis, no que se refere às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais (vide Nota 27) pleiteando o resgate desses títulos.

Além disso, a inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE			

Notas Explicativas

Juros a Pagar	<u>16.191</u>	<u>12.941</u>	<u>85.205</u>
NÃO CIRCULANTE			
Créditos Arrecadados	<u>141.425</u>	<u>127.358</u>	<u>129.866</u>
	<u>157.616</u>	<u>140.299</u>	<u>215.071</u>

NOTA 26 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Eletrobras administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

Ressalta-se que a Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, traz uma reforma profunda nas premissas para contratação de energia elétrica e recebimento de subsídios, inclusive para localidades isoladas, a serem interligadas em futuro próximo. Sendo assim, os dispositivos nela contidos possuem eficácia imediata, de modo a permitir às Concessionárias, durante o período de transição para o Sistema Interligado Nacional - (SIN), a manutenção dos subsídios. Com isso, dar-se-á a estas empresas tratamento isonômico ao concedido às concessionárias do SIN, quando da criação do modelo vigente.

O objetivo da Lei 12.111/2009 é reembolsar os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados, que deverá ocorrer através da Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis - CCC.

Notas Explicativas

NOTA 27 - IMPOSTO DE RENDA E OUTROS TRIBUTOS A PAGAR

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Imposto de Renda	-	51.666	874.413	400.167	454.235	1.120.332
Contribuição Social	-	18.600	314.789	252.752	157.948	456.332
PASEP e COFINS	83	801	69.366	153.256	147.963	231.399
ICMS	-	-	-	70.267	73.014	103.160
PAES	-	-	-	930.552	1.016.863	1.055.263
Outros	76.597	15.166	22.242	513.327	387.232	316.222
Total	76.680	86.232	1.280.810	2.320.321	2.237.255	3.282.708
Passivo circulante	76.680	15.967	91.608	1.102.672	963.365	810.536
Passivo não circulante	-	70.266	1.189.202	1.217.649	1.273.890	2.472.172

a) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2010		31/12/2009	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	2.453.201	2.453.201	(355.087)	(355.087)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	613.300	220.788	(88.772)	(31.958)
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(25.462)	(9.166)	(25.967)	(9.348)
Equivalência patrimonial	(456.054)	(164.179)	(729.974)	(282.484)
Provisão de JCP	(92.689)	(33.368)	(185.377)	(66.736)
Provisão p/ Redução ao Valor de				

Notas Explicativas

Mercado	165.410	59.548	264.162	95.098
Demais adições (exclusões)	(55.124)	(17.716)	(166.566)	(38.633)
Total da despesa (Receita)de IRPJ e CSLL	149.381	55.907	(932.494)	(334.061)

c) Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infra-estrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A controlada Chesf obteve, em 2008, o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, calculados com base no lucro da exploração. Tal incentivo foi concedido até o exercício de 2017.

Neste exercício, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 380.357 (R\$ 163.153 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 343.251), com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

d) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Amazonas Energia e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado há 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP e SELIC.

NOTA 28 - TAXAS REGULAMENTARES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Reserva Global de Reversão - RGR			

Notas Explicativas

	113.103	138.208	101.758
CCC/CDE	53.896	22.397	33.112
Compensação financeira - recursos hídricos	390.792	404.767	536.115
Taxa de fiscalização ANEEL	5.547	7.007	12.394
PROINFA	20.902	17.054	11.259
OUTROS	-	-	609
	<u>584.240</u>	<u>589.433</u>	<u>695.247</u>

NOTA 29- REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

I - O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do capital social relativo a essas espécies e classes de ações. Prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

A seguir, está demonstrado o lucro líquido ajustado e o valor da remuneração mínima obrigatória, na forma de JCP imputadas aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembléia Geral Ordinária:

	31/12/2010
Lucro líquido do exercício	2.247.913
(-)Ajustes Avaliação Patrimonial	(2.804.841)
=Base de cálculo	(556.928)
Dividendo mínimo	-
(+)Realização de Reserva de Reavaliação	16.092
Dividendos mínimos obrigatórios	16.092
Dividendos mínimos estatutário - ações preferenciais	370.755
Dividendo Mínimo (JCP) sobre lucro do exercício	549.971
Remuneração proposta aos acionistas	
Dividendos mínimos (JCP) sobre lucro do exercício	370.755
Dividendos adicionais (JCP) - ações ordinárias	753.201
	<u>1.123.956</u>



Notas Explicativas

Em 2010 a Eletrobras registrou como remuneração integral aos acionistas, juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 370.755 (R\$ 741.509 em 2009), imputados aos dividendos daquele exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação foi a que segue:

Remuneração por ação - Expressa em R\$		31/12/2010	31/12/2009
Ações ordinárias	3,6029% do capital (2009 - 1,77%)	0,83	0,41
Ações preferenciais da classe A	9,4118 % do capital (2009 - 9,41%)	2,17	2,17
Ações preferenciais da classe B	7,0588% do capital (2009 - 7,06%)	1,63	1,63

De acordo com a legislação tributária vigente, sobre o valor da remuneração proposta aos acionistas, a título de JCP, incide Imposto de Renda na Fonte - IRRF à alíquota de 15%.

A atualização incide a partir de 1º de janeiro de 2010 até a data do efetivo início do pagamento da remuneração, data esta a ser deliberada pela Assembleia Geral Ordinária, que apreciará as presentes Demonstrações Contábeis e a proposta de destinação do resultado deste exercício. Sobre a parcela referente à atualização monetária pela taxa SELIC incide IRRF, nos termos da legislação vigente.

Em cumprimento ao deliberado na 50ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2010, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2009, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2010:

II - O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010. Essa deliberação decorreu da melhora na posição do caixa da Companhia no ano de 2009.

Fazem jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integrarem o quadro de Acionistas da Eletrobras no dia 29 de janeiro de 2010.



Notas Explicativas

Ainda, segundo o Estatuto da Eletrobras, os referidos créditos continuarão a ser remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre esta remuneração, retenção de Imposto de renda na fonte, nos termos da legislação vigente.

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 167.211 (R\$ 219.153 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 154.401) referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010. A remuneração relativa ao exercício de 2006, e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 30 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	CIRCULANTE			NÃO CIRCULANTE		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	85.904	68.720	62.231	234.313	287.646	362.601
Outros	6.866	7.316	10.005	16.172	23.660	40.828
	<u>92.770</u>	<u>76.036</u>	<u>72.236</u>	<u>250.485</u>	<u>311.306</u>	<u>403.429</u>

NOTA 31 - BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos.

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Notas Explicativas

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras

Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X				
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X			X	X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

Com a adoção dos padrões estabelecidos pelo CPC 33, a Administração da Companhia decidiu pela alteração da política contábil de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais, tendo adotado, a partir de 1º de janeiro de 2009, a política de reconhecimento imediato, no período em que ocorrerem os ganhos e perdas atuariais diretamente em Outros Resultados Abrangentes, conforme permitido pelo item 93A do CPC 33.

A seguir estão apresentados os resultados consolidados do Grupo Eletrobras. A data de avaliação para cada ano é 31 de dezembro, bem como do valor justo dos ativos dos planos.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego.

Notas Explicativas

Tabela 1.a - Planos de benefícios

previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	2.327.808	2.250.502	1.927.732	16.998.502	14.424.138	13.297.053
Valor justo dos ativos do plano	(2.587.788)	(2.181.879)	(2.045.822)	(19.238.810)	(14.984.812)	(12.366.388)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(259.980)	68.623	(118.090)	(2.240.308)	(560.674)	930.665
Compensação de quotas - Plano CD	(129.847)	62.548	-	(360.959)	62.548	(34.289)
Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício	-	-	-	-	-	-
Dívida contratada entre patrocinador e plano	2.753	-	-	1.057.783	1.314.210	1.975.677
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	2.753	6.074	-	1.621.389	1.589.104	2.212.513
Valor acumulado em ORA no final do exercício	(2.572)	17.045	-	(455.604)	513.389	(800.711)
Custo de serviço corrente	31.439	25.556	n/a	241.651	214.860	n/a
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	216.809	202.089	n/a	1.388.730	1.391.289	n/a
Contribuições esperadas de participante (-)	(25.416)	(25.981)	n/a	(223.581)	(206.651)	n/a
Rendimento esperado dos ativos (-)	(192.040)	(195.031)	n/a	(1.439.109)	(1.184.816)	n/a
Despesa/(Receita) reconhecida no exercício	30.792	6.633	n/a	(32.309)	214.682	n/a

Tabela 1.b - Outros benefícios pós-emprego

- Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor presente das obrigações atuariais a descoberto	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529
Valor justo dos ativos do plano	-	-	-	-	-	-
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529

Valor máximo de ativo atuarial passível de

Notas Explicativas

reconhecimento no fim do exercício	-	-	-	-	-	-
Dívida contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529
Valor acumulado em ORA no final do exercício						
Custo de serviço corrente	708	870	n/a	10.757	11.065	n/a
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	2.017	2.125	n/a	33.176	10.650	n/a
Contribuições esperadas de participante (-)	-	-	n/a	-	-	n/a
Rendimento esperado dos ativos (-)	-	-	n/a	-	-	n/a
Despesa/(Receita) reconhecida no exercício	2.725	2.995	n/a	43.933	21.715	n/a

a) Divulgação de Benefícios Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela 2.a - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.250.502	1.927.732	-	14.424.138	13.297.053	-
Custo de serviço corrente	31.439	25.556	-	241.651	214.860	-
Juros sobre a obrigação atuarial	216.809	202.089	-	1.388.730	1.391.289	-
Benefícios pagos no ano (-)	(174.633)	(214.649)	-	869.157	861.266	-
Aquisição de quotas - Plano CD	(88.458)	144.273	-	249.922	(60.524)	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	92.149	165.501	-	312.176	221.970	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.327.808	2.250.502	1.927.732	16.998.502	14.424.138	13.297.053

Notas Explicativas

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela 2.b - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor justo dos ativos no início do ano	2.181.879	2.045.822	-	14.984.812	12.366.388	-
Benefícios pagos durante o exercício	174.633	214.649	-	869.157	861.266	-
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	25.416	25.981	-	191.105	172.699	-
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	18.617	17.604	-	215.972	501.323	-
Compensação de quotas - Plano CD	99.818	81.724	-	311.034	143.779	-
Rendimento esperado dos ativos no ano	192.040	195.031	-	3.035.964	2.535.082	-
Valor justo dos ativos ao final do ano	2.587.788	2.181.879	2.045.822	19.238.810	14.984.812	12.366.388
(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano	244.652	30.366	-	(1.564.380)	(1.316.314)	-

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

Tabela 2.c - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação de Outros Resultados Abrangentes - ORA

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor acumulado em ORA no início do exercício	135.135	118.090	-	513.389	(800.711)	-
(Ganho)/perda atuarial total apurado no exercício	(152.503)	135.136	-	(1.050.993)	(1.444.449)	-
Variação no efeito do limite para reconhecimento de ativo no período	130.133	(118.090)	118.090	1.289.439	512.332	-
Ajuste referente à dívida registrado em ORA	2.753	-	-	(1.207.439)	2.246.217	-
Efeito da adoção do CPC 33 registrado em ORA	-	-	-	-	-	(800.711)
Valor acumulado em ORA no final do exercício	(115.518)	135.135	-	(455.604)	513.389	(800.711)

Notas Explicativas

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - Movimentação do passivo/ativo de benefícios pós-emprego no exercício:

Tabela 2.d - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do Passivo/(Ativo) de benefícios pós-emprego

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Passivo/(Ativo) de benefícios pós-emprego no início do exercício	6.074	-	-	1.589.104	2.215.513	-
Despesa/(Receita) reconhecida na demonstração do resultado	30.793	6.634	-	(32.309)	214.682	-
Contribuições do empregador vertidas no ano (-)	(18.617)	(17.604)	-	(215.972)	(501.323)	-
Perdas/(ganhos) atuariais reconhecidos imediatamente em ORA	(152.503)	135.136	-	(1.050.993)	(1.444.449)	-
Aumento/(redução) no valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no exercício	130.133	(118.090)	-	1.289.439	512.332	-
Compensação de quotas - Plano CD	4.120	-	-	358.942	592.349	-
Ajuste referente à dívida registrado em ORA	2.753	-	-	(316.822)	-	-
Efeito da adoção do Pronunciamento Técnico CPC 33	-	-	-	-	-	2.215.513
Passivo/(Ativo) de benefícios pós-emprego ao final do ano	2.753	6.074	-	1.621.389	1.589.104	2.215.513

b) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela 3.a - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor das obrigações atuariais no início do ano	26.712	46.676	-	754.057	477.529	-
Custo de serviço corrente	708	870	-	10.757	11.065	-
Juros sobre a obrigação atuarial	2.017	2.125	-	33.176	10.650	-
Benefícios pagos no ano	-	-	-	8.414	7.533	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	(16.881)	(22.959)	-	78.803	247.280	-

Notas Explicativas

	-	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	12.556 26.712 46.676	392.506 754.057 477.529

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela 3.b - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor justo dos ativos no início do ano	-	-	-	-	-	-
Benefícios pagos durante o exercício	-	-	-	8.414	7.533	-
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	-	-	-	-	-	-
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	-	-	-	8.414	7.533	-
Rendimento efetivo dos ativos no ano	-	-	-	-	-	-
Valor justo dos ativos ao final do ano	-	-	-	-	-	-

(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano

- - - - -

Rendimento esperado dos ativos no ano

- - - - -

Tabela 6.a - Planos de benefícios previdenciários - Ajustes de experiência do Plano

	Controladora		Consolidado	
	2010	2009	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	2.327.808	2.250.502	16.998.502	14.424.138
Valor justo dos ativos do plano	(2.587.788)	(2.181.879)	(19.238.810)	(14.984.812)
Superávit / (Déficit)	259.980	(68.623)	2.240.308	560.674
Ajustes de experiência sobre os passivos do plano	3.690	309.774	312.176	221.970
Ajustes de experiência sobre os ativos do plano	(344.469)	(112.090)	(1.564.380)	(1.316.314)

Tabela 6.b - Outros benefícios pós-emprego - Ajustes de experiência do Plano

	Controladora		Consolidado	
	2010	2009	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente	12.556	26.712	392.506	336.466

Notas Explicativas

cobertas

Ajustes de experiência sobre os passivos do plano	(16.881)	(22.959)	20.522	(39.084)
---	----------	----------	--------	----------

c) Premissas Atuariais

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Premissas atuariais para 31 de dezembro de 2010

Premissas	Eletrobras	Amazonas	Boa Vista	Ceal	Cepisa	CGTEE
Taxa real anual de desconto atuarial	5,50%	6,00%	6,00%	5,00%	6,00%	6,00%
Taxa real anual de inflação projetada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos	10,25%	10,77%	10,77%	9,73%	10,77%	10,77%
Taxa real anual de evolução salarial	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa real anual de evolução dos custos médicos	N/A	N/A	1,00%	N/A	N/A	N/A
Taxa real anual de evolução de benefícios	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mortalidade geral	AT-2000	AT-83	AT-83	AT-2000	AT-83	AT-83
Mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83
Entrada em invalidez	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca
Percentual de casados	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Diferença de idade H-M	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos

Notas Explicativas

Premissas	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrosul	Furnas
Taxa real anual de desconto atuarial	6,00%	6,00%	6,00%	5,00%	6,00%
Taxa real anual de inflação projetada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos	N/I	N/I	10,77%	9,73%	10,77%
Taxa real anual de evolução salarial	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa real anual de evolução dos custos médicos	N/A	N/I	1,00%	1,00%	1,00%
Taxa real anual de evolução de benefícios	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade	100%	100%	100%	100%	100%
Rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mortalidade geral	AT-83	AT-83	AT-2000	AT-2000	AT-83
Mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83
Entrada em invalidez	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca
Percentual de casados	95%	95%	95%	95%	95%
Diferença de idade H-M	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos

d) Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

A tabela a seguir apresenta os efeitos no valor presente da obrigação de benefício definido e nos custos do serviço corrente e de juros quando do aumento e da diminuição de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos.

Variação nas taxas de tendência dos custos médicos:

Variação nas taxas de custos médicos	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrosul	Furnas
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1% (2,0%)	2	6.010	2.916	623	23.985
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1% (0%)	1	4.526	5.569	577	17.366
Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1% (2,0%)	8	40.192	19.439	4.277	163.103
Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1% (0%)	6	29.723	38.386	4.020	117.283

Notas Explicativas

e) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Categoria de Ativo	Eletrobras	Amazonas	Boa Vista	Ceal	Cepisa	CGTEE
Valores Disponíveis Imediatos	2	5	10	435	1.490	278
Realizáveis Previdenciários	17.027	103	36	17.073	1	967
Investimentos em Títulos Públicos	721.794	34.447	8.968	-	-	71.147
Investimentos em Ações	270.507	1.074	279	7.407	-	35.803
Investimentos em Fundos	1.044.770	35.552	10.540	310.072	130.451	53.631
Investimentos Imobiliários	104.576	2.791	736	-	4.178	2.340
Empréstimos e Financiamentos	117.264	7.622	1.617	18.399	3.833	6.465
Créditos Privados e Depósitos	242.399	-	-	-	-	-
Outros	77.171	20.978	5.182	4.223	-	26.557
Exigíveis Previdenciários (-)	(4.627)	(963)	(132)	(24.128)	(105)	(3.212)
Exigíveis de Investimentos (-)	(3.095)	(10)	(17)	(842)	(18)	(991)
Total	2.587.788	101.598	27.218	332.639	139.830	192.985

Categoria de Ativo	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrosul	Furnas	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	1.667	92	84	46	255	4.362
Realizáveis Previdenciários	38.755	11.504	4.936	27.290	642.910	760.603
Investimentos em Títulos Públicos	2.185.223	475.461	264	404.983	-	3.902.287
Investimentos em Ações	549.441	14.365	2.026	-	17.838	898.740
Investimentos em Fundos	1.258.115	396.673	1.395.204	471.946	7.396.350	12.503.304
Investimentos Imobiliários	36.075	41.198	33.639	23.142	180.002	428.675
Empréstimos e Financiamentos	235.162	51.614	35.875	30.644	251.911	760.406
Créditos Privados e Depósitos	-	377.631	19.895	-	23.021	662.945
Outros	26.730	126	34.304	(14.031)	105.899	287.140
Exigíveis Previdenciários (-)	(20.402)	(2.113)	(19.583)	(21.005)	(774.043)	(870.313)
Exigíveis de Investimentos (-)	(123.224)	(3.764)	(21)	(5.547)	(176)	(137.705)
Total	4.187.542	1.362.787	1.506.623	917.468	7.843.965	19.200.445

NOTA 32 - PROVISÕES PARA OBRIGAÇÕES LEGAIS VINCULADAS A PROCESSOS JUDICIAIS

Na data de encerramento das Demonstrações Contábeis, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
Trabalhistas	-	-	-	80.355	90.266	78.438

Notas Explicativas

Tributárias	-	-	-	105.013	23.454	75.110
Cíveis	-	-	-	63.368	131.118	149.904
Outros	-	-	-	8.844	7.870	-
	-	-	-	257.580	252.708	303.452
NÃO CIRCULANTE						
Trabalhistas	6.130	6.130	88.574	814.248	719.869	731.922
Tributárias	-	-	-	177.294	190.046	208.750
Cíveis	1.284.437	1.311.445	1.328.244	2.672.024	2.449.066	2.672.119
Outros	-	-	-	237.723	169.936	156.875
	1.290.567	1.317.575	1.416.818	3.901.289	3.528.917	3.769.666
	1.290.567	1.317.575	1.416.818	4.158.869	3.781.625	4.073.118

A Eletrobras e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento. A administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, as informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Contábeis.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas provisões para contingências, apresentadas acima, e julgadas pela administração da Companhia e de

Notas Explicativas

suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais de qualquer natureza e tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 01.01.2009	1.416.818	4.073.118
Constituição de provisões	-	563.247
Reversão de provisões	(99.243)	(498.894)
Pagamentos	-	(232.453)
Atualização monetária	-	(123.394)
Saldo em 31.12.2009	1.317.575	3.781.624
Constituição de provisões	-	674.074
Reversão de provisões	(27.008)	(251.330)
Pagamentos	-	(59.930)
Atualização monetária	-	14.431
Saldo em 31.12.2010	1.290.567	4.158.869

1 - Principais Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas que se encontram registradas:

1.1 - Ações judiciais cíveis

1.1.1 - Na Controladora

A provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.290.567 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 1.317.575 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 1.416.819), corresponde a ações judiciais que têm por objeto a aplicação, aos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituídos a partir de 1978, de critérios de atualização monetária diversos daqueles estabelecidos na legislação específica.



Notas Explicativas

Essas ações não se confundem com aquelas ajuizadas com a pretensão de obter o resgate das Obrigações ao Portador, atualmente inexigíveis, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório.

As demandas que foram objeto de provisão impugnaram a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório, utilizada para a atualização dos créditos constituídos a partir de 1978, créditos esses que foram integralmente pagos pela Eletrobras por intermédio de conversões em ações ocorridas através da 72ª, 82ª e da 142ª Assembléias Gerais Extraordinárias da Eletrobras.

Existem atualmente cerca de 1.537 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias e a administração da Companhia, amparada na avaliação de seus consultores jurídicos, estima entre oito a dez anos, o prazo médio para a solução definitiva dos processos de conhecimento em curso.

Em julgamento ocorrido em 12 de agosto de 2009, no que diz respeito aos créditos do Empréstimo Compulsório, os recursos interpostos pela Eletrobras foram parcialmente providos pelo STJ, vez que foram considerados prescritos os créditos das 1ª e 2ª conversões. Também foi considerada não aplicável a taxa Selic sobre o principal, incidindo juros apenas a partir da data da citação. Foi confirmada a conversão dos referidos créditos pelo valor patrimonial da ação.

Em decorrência desse julgamento, as premissas de cálculo consideradas na determinação do valor da provisão foram revistas levando-se em consideração os impactos dos aspectos jurídicos e metodológicos, decorrentes da decisão judicial. Dessa forma a administração da companhia reconhece uma provisão no montante de R\$ 1.290.567, correspondente a totalidade das perdas esperadas.

1.1.2 - Em empresas controladas

1.1.2.1 - Na controlada Chesf:

a) Apesar de ser considerada pelos administradores, suportados pelos consultores jurídicos da Companhia, como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.



Notas Explicativas

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo - seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde aquela data.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça, de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior, e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou “não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica”. Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico da Chesf, que incluiu criterioso exame das demonstrações contábeis da Mendes Júnior. Com base nesses resultados, a Chesf pediu a improcedência total da ação.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

Contra essa sentença a Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou

Notas Explicativas

recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos por Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Há informação de apresentação de recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior e pela União, embora a Chesf não tenha sido intimada para apresentar contra-razões a esses recursos. Em 31/12/2010 aguardava-se a interposição de eventuais recursos pela empreiteira Mendes Júnior.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

b) A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões, em dobro.

A ação foi ajuizada perante a Justiça Federal mas decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região determinou a sua tramitação perante a Justiça Estadual de Pernambuco. A ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente. A reconvenção apresentada pelas rés foi julgada procedente pelo Juízo da 12ª Vara Cível da Comarca do Recife, e a decisão foi mantida pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, discutindo a decisão no feito principal e decisões prolatadas, que podem resultar na anulação do processo. O Superior Tribunal de Justiça, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés.

Notas Explicativas

Nesse julgamento, o STJ reduziu substancialmente a condenação em honorários. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos.

Em novembro/1998, as rés apresentaram pedido de execução provisória da decisão, no valor de R\$ 245 milhões, estando o processo suspenso por determinação do Ministro Presidente do STJ (PET 1621). Essa liminar foi objeto de Agravo Regimental por parte do Consórcio, o qual foi julgado em 24/06/2002, mantendo-se por unanimidade a liminar antes concedida pelo Presidente do STJ, ficando, desta forma, afastada a possibilidade de execução das quantias resultantes do processo, antes do trânsito em julgado da decisão final.

Posteriormente as rés apresentaram perante o Juízo da 12ª Vara Cível do Recife processo de liquidação da decisão, com a finalidade de apurar o valor atual da condenação, na hipótese de serem negados todos os recursos da Chesf e da União Federal.

Nos autos dessa ação de liquidação o Juiz da 12ª Vara Cível reconheceu que a competência para apreciar a demanda é da Justiça Federal, considerando a presença da União como parte interessada no feito. Inconformado com essa decisão, o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento, tendo o Tribunal de Justiça de Pernambuco alterado essa decisão e determinado que a competência para julgamento do processo de liquidação é da Justiça Comum Estadual. Contra essa decisão do TJPE, foram interpostos recursos especial e extraordinário, pela Chesf e pela União Federal, que aguardam julgamento.

Posteriormente, o Juiz Substituto na 12ª Vara Cível da Comarca do Recife proferiu sentença julgando o processo de liquidação e fixando o valor da condenação em R\$ 842.469, havendo a Chesf interposto, contra essa decisão, os cabíveis embargos de declaração, considerando que a sentença deixou de se manifestar sobre diversas impugnações apresentadas pela Chesf em torno do laudo pericial oferecido pelo perito do juízo.

Julgando esses embargos de declaração, o Juiz da 12ª Vara Cível extinguiu o processo de liquidação, por considerar que a matéria ainda se encontrava sub judice no STJ; contra essa decisão o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento para o Tribunal de Justiça de Pernambuco onde aguarda julgamento.

A Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no

Notas Explicativas

Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31/12/2010 é de R\$ 427.193, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Esta provisão corresponde à glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996, por entendimento da Companhia.

Inexiste previsão de tempo para o desfecho da lide.

1.1.2.2 - Na Controlada Eletronorte:

Diversas demandas cíveis de caráter indenizatório por perdas financeiras, em função de atrasos de pagamentos a fornecedores e, por desapropriações de áreas inundadas por reservatórios de usinas hidrelétricas. O montante estimado de perda, cuja probabilidade é provável, é de R\$ 553.313.

1.2 - Ações judiciais trabalhistas

1.2.2 - Em empresas controladas

1.2.2.1 - Na controlada Furnas:

a) Data - base dos engenheiros

O Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro ajuizou ações trabalhistas no sentido de reaver diferenças salariais relativas à mudança de data-base dos engenheiros, estando atualmente o processo em fase de liquidação. O valor estimado deste processo é de R\$ 32.267 mil para a probabilidade de perda provável.

b) Periculosidade

Diversas ações promovidas, nas quais são pleiteadas o adicional de periculosidade, no entendimento que deva ser concedido o percentual integral e não proporcional a todos os empregados que prestam serviços em atividade sujeita ao risco elétrico.

c) Complemento de aposentadoria

Refere-se ao saldo a pagar relativo à complementação de aposentadoria - paridade com os empregados ativos.

Notas Explicativas

1.2.2.2 - Na Controlada Eletronorte:

Diversos processos judiciais trabalhistas, na sua grande parte, decorrentes de ações relativas à adicional de periculosidade, Plano Bresser, horas extras, cálculo de multa de FGTS e alinhamento de curva salarial. O montante estimado de perda provável é de R\$ 168.008.

1.2.2.3 - Na controlada Cepisa:

Os processos referem-se a diversas ações movidas contra a Cepisa, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade, equiparação/reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos, que totalizam um montante de R\$ 46.096.

1.3 - Ações judiciais tributárias

1.3.1 - Em empresas controladas

1.3.1.1 - Na controlada Furnas:

Autos de infração - FINSOCIAL, COFINS e PASEP

Em 03 de maio de 2001, a Empresa recebeu autos de infração relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no montante atualizado de R\$ 1.098.900 mil (R\$ 791.796 mil históricos), em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de ITAIPU, por um período de dez anos. Estes autos de infração sobrepuseram-se a outros emitidos em 1999, para um período de fiscalização de cinco exercícios, no montante de R\$ 615.089 mil, que haviam sido objeto de adesão ao Refis, em 01 de março de 2000, e transferidos, em 31 de julho de 2003, para o Paes.

Em 12 de junho de 2008, com a emissão pelo STF, da Súmula Vinculante 8, a cobrança dos autos de infração foi reduzida para 5 (cinco) anos, passando o montante atualizado de R\$ 1.098.900 para R\$ 241.441.

Notas Explicativas

A Empresa, baseada na divulgação das últimas decisões da Receita Federal, constituiu provisão para riscos fiscais, no valor total de R\$ 89.318 mil, relativas ao Pasep / Cofins incidentes sobre a exclusão das bases de cálculo da RGR dos períodos de outubro de 1995 a setembro de 2000 e outubro de 2005 a março de 2007. A diferença de R\$ 195.187 refere-se a outras exclusões das referidas bases de cálculo, ainda em fase de julgamento, no qual existem possibilidades de ganho para FURNAS, segundo o entendimento de sua área jurídica.

1.3.1.2 - Na controlada Chesf:

a) A controlada, possui questões envolvendo, basicamente, ações anulatórias de autos de infração; pleitos de ressarcimento de créditos (PIS/PASEP - COFINS) e outros tributos singulares. A companhia mantém provisão no valor de R\$ 10.631 (em 31 de dezembro de 2010 - R\$ 10.279 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 8.770).

1.3.1.3 - Na controlada Cepisa :

As ações fiscais provisionadas, consideradas com expectativa de perda provável, são compostas por processos referente a ICMS e ISS, que totalizam o montante de R\$ 10.385.

2 - Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível:

2.1 - Ações judiciais cíveis

2.1.1 - Em empresas controladas

2.1.1.1 - Na controlada Chesf:

a) Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, ajuizada em 08 de junho de 1999, para as faturas emitidas após 30 de abril de 1990. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito à compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

Notas Explicativas

A Companhia contestou a ação e pediu que a União Federal fosse admitida nos feitos, com a remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. O Consórcio apresentou petição falando sobre o pedido de admissão da União nos feitos.

Após a apresentação da perícia e os esclarecimentos adicionais, foi realizada audiência em agosto de 2005, determinando-se a apresentação de razões finais até o dia 17 de outubro de 2005.

Posteriormente, a ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco.

No TJPE, o Relator do recurso proferiu decisão declarando a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente, em vista da intervenção da União Federal no feito, e determinou o envio dos autos à Justiça Federal.

Na Justiça Federal, o processo foi distribuído à 5ª Vara Federal, tendo o Juiz proferido decisão indeferindo o pedido da União para intervir no feito, e consequentemente determinou a remessa dos autos à Justiça Comum Estadual. O processo está em fase de apresentação de recurso pela União Federal.

b) Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 100.000 perante a 2ª Vara Federal em Sergipe (processo 20028500002809-6), tem por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, a jusante da UHE Xingó e provocados pela construção dessa Usina.

A ação foi proposta na Justiça Federal, em 27 de junho de 2002, e contestada no prazo legal. Após uma sequência de incidentes processuais, que não afetaram a causa nem o pedido, o juiz da causa determinou, em 31 de agosto de 2005, a inclusão do IBAMA, IMA-AL, CRA-BA, União Federal e ADEMA-SE no polo passivo da ação, ordenando a citação dessas entidades.

Notas Explicativas

Em julho de 2010 foi publicada decisão invertendo o ônus da prova e o ônus financeiro para sua realização, determinando que o custo da perícia seja suportada pela Chesf. Foi interposto agravo de instrumento contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro.

Em agosto de 2010 houve a publicação do despacho do Dês. Relator Francisco Barros Dias, convertendo o agravo de instrumento em agravo retido, e determinando a remessa dos autos ao juízo de origem, onde em 03 de agosto de 2010 foi publicado despacho do juiz da 2ª Vara da JF/SE mantendo a decisão agravada pelos seus próprios fundamentos e determinando que se aguarde por 90 (noventa) dias eventual atribuição de efeito suspensivo pelo Egrégio TRT 5ª.

Em 09 de agosto de 2010, opusemos Embargos Declaratórios contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento em Agravo Retido. Em setembro de 2010, foi publicado despacho negando provimento aos Embargos Declaratórios opostos pela Chesf. Foi Interposto Agravo Legal contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento retido. Em 18 de outubro de 2010 foi publicada decisão do Des. Fed. Relator recebendo o Agravo Legal interposto como pedido de reconsideração e indeferindo.

Suportada por avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível.

c) Ação ordinária proposta pela AES - Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 - 15ª Vara Federal-DF) visando a contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo 2002.01.00.040870-5) interposto contra a ANEEL, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000 a ser pago até o dia 07 de novembro de 2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade (dias 03 a 07 de novembro de 2008), as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passivo necessário. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passivo necessário e

Notas Explicativas

contestou a ação. Aguarda-se especificação de provas. Posição inalterada em 31 de dezembro de 2010.

2.1.1.2 - Na controlada Eletrosul:

A Companhia possui alguns riscos, no valor de R\$ 143.539, classificados como perda possível, que referem-se, basicamente, a processos de: desapropriação no valor de R\$ 10.264, nulidade de processo de licitação no valor de R\$ 5.546, cobrança no valor de R\$ 630, revisão contratual no valor de R\$ 6.679, encargos do uso do sistema de transmissão no valor de R\$ 2.344 e anulação de contrato no valor de R\$ 109.415.

2.2 - Ações judiciais tributárias

2.2.1 - Em empresas controladas

2.2.1.1 - Na controlada Cepisa:

A Cepisa sofreu processo de fiscalização por parte da Secretaria da Fazenda do Estado do Piauí - SEFAZ, referente aos procedimentos fiscais adotados no registro e apuração do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, relativo ao período de janeiro de 2001 a dezembro de 2007, sendo lavrados, contra a Cepisa, quatorze autos de infração, no total de R\$ 70.441. Suportada pela avaliação dos consultores jurídicos da Cepisa, este valor não foi provisionado, por ser considerado, quanto à probabilidade de perda, como perda possível.

2.2.1.2 - Na controlada Eletronuclear

Dentre as ações de causas possíveis, destaca-se a ação de execução fiscal movida pelo Estado do Rio de Janeiro em 2009, cujo objeto é crédito de ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços supostamente incidente sobre importação de mercadorias e efetuado indevidamente pela Companhia, sendo o valor questionado de R\$ 47.505.

2.3 - Ações judiciais trabalhistas

2.3.1 - Em empresas controladas

2.3.1.1 - Na controlada Ceal

Notas Explicativas

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia Energética de Alagoas - Ceal, visando o recebimento de diferenças salariais ocorridas em virtude do denominado “Plano Bresser” (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, transitando em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução, conseqüentemente criaria uma dívida vultosa.

O risco de perda avaliado pela Administração amparada em consultores jurídicos, enquadra-se como possível, pois o julgamento da limitação à data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução, uma vez que, conforme a OJ/TST (SDI I) nº 262, não ofende “à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos”.

2.3.1.2 - Na controlada Cepisa

Refere-se a diversas ações movidas, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade, equiparação/reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos. O montante provisionado é de R\$ 46.096 mil em 31/12/2010.

NOTA 33 - OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termoeletricas, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Notas Explicativas

Dadas às características específicas de operação e manutenção de usinas termonucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 375.968 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 323.326 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 266.168).

Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 01/01/2009	266.168
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no exercício	57.158
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2009	323.326
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no exercício	52.642
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010	375.968

NOTA 34 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO A PAGAR - UBP

A Companhia tem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica, substancialmente em empreendimentos através das Sociedades de Propósito Específico - SPEs. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

Usina	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Passo São João	3.515	2.889	2.607
Mauá	10.498	8.693	7.832

Notas Explicativas

São Domingos	4.047	3.276	3.091
Jirau	35.616	31.573	13.994
Batalha e Simplício	40.336	38.668	37.929
Foz do Chapecó	246.259	-	-
Peixe Angical	79.472	79.098	81.218
Retiro Baixo	3.503	-	-
Serra do Facão	612.482	554.009	455.823
Santo Antônio	51.587	48.239	45.109
Total	1.087.315	766.445	647.603

Os valores estabelecidos nos contratos de concessão estão a preços futuros e, portanto, a Companhia ajustou a valor presente essas obrigações.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

A Companhia adota como política contábil, reconhecer a obrigação na data da obtenção da licença ambiental de instalação (LI).

Os pagamentos da UBP são realizados em parcelas mensais a partir do início da operação comercial do empreendimento até o final do prazo de concessão, e estão assim previstos:

UHE	Pmto (anos)	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	30	200	5.944	253	7.513
Mauá	31	618	18.855	747	22.857

Notas Explicativas

São Domingos	26	260	6.717	313	8.098
Jirau	31	3.150	96.840	3.150	110.994
Batalha	35	25	8.725	31	10.811
Simplício	35	94	34.036	117	42.173
Foz do Chapecó	26	1.605	504.000	3.511	1.102.359
Peixe Angical	26	4.965	133.633	12.482	198.679
Retiro Baixo	31	196	6.865	233	7.129
Serra do Facão	29	40.618	1.073.000	42.911	1.237.337
Santo Antônio	35	11.852	379.267	13.897	486.391

NOTA 35 - ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Aquisição de participação acionária na CEEE	2.364.929	2.154.197	1.959.715
Aquisição da participação acionária na CGTEE	2.272.187	2.069.716	1.882.864
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	78.280	71.305	64.868
UHE de Xingó	219.942	200.344	182.257
Linhas de transmissão no Estado da Bahia	34.429	31.361	28.530
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	204.089	185.902	169.119
	<u>5.173.856</u>	<u>4.712.825</u>	<u>4.287.353</u>

A Companhia reclassificou no exercício de 2010 os adiantamentos para futuro aumento de capital para passivo exigível não circulante que, até então, estavam apresentados no patrimônio líquido.

NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

Empresas	2011	2012	2013	2014	2015	Após 2015
Amazonas	911.068	934.959	957.594	982.787	1.009.180	-
Boa Vista	115.271	143.125	164.561	182.812	169.142	-
CEAL	377.138	391.427	526.737	530.645	542.397	562.337

Notas Explicativas

CEPISA	374.529	465.297	432.263	384.239	350.444	7.738.709
Ceron	790.401	783.687	965.834	990.603	1.029.013	2.112.000
CGTEE	221.200	243.300	267.700	294.400	323.900	2.915.100
Eletroacre	12.138	4.121	5.187	5.542	32.958	1.957.949
Eletrobrás	1.866.494	1.850.000	1.850.000	1.850.000	1.850.000	-
Eletronorte	3.649.919	3.805.172	3.937.048	4.264.002	4.541.500	-
Eletronuclear	213.371	108.657	56.503	1.611	225	151.326
Eletrosul	158.790	208.725	208.155	208.155	208.155	5.208.695
Furnas						
Total	8.690.320	8.938.470	9.370.581	9.694.796	10.056.914	20.646.116

a) Combustível nuclear

Contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2.

b) Compromissos socioambientais

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

c) Aquisição de equipamentos

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, necessários à manutenção operacional desses ativos.

d) Compra de Energia de Produtor Independente (PIE)

O compromisso de compra de energia é pelo período de 23 anos (até 2023).

Notas Explicativas

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2010, é de R\$ 26.156.567 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 26.156.567 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 26.156.567) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculado sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.132.357.090 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, conforme a seguir:

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE					QUANTIDADE	
	E	%	Série A	Série B	%	E	%
União	470.656.241	52,00	-	712	0,00	470.656.953	41,59
BNDESPAR	190.757.950	21,08	-	18.691.102	8,23	209.449.052	18,50
FND	45.621.589	5,04	-	-	-	45.621.589	4,03
FGHAB	1.000.000	0,11	-	-	-	1.000.000	0,09
FGI	-	-	-	8.750.000	3,85	8.750.000	0,77
FGO	-	-	-	1.008.500	0,44	1.008.500	0,09
				198.736.32			
OUTROS	196.987.747	21,77	146.920	9	87,48	395.870.996	34,99
	<u>905.023.527</u>	<u>100,0</u>	<u>146.920</u>	<u>227.186.64</u>	<u>100,00</u>	<u>1.132.357.090</u>	<u>100,00</u>

Do total das 395.770.576 (já deduzidas as 420 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 255.921.891 ações, ou seja, 64,64% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 134.375.612 ações ordinárias, 28 ações preferenciais da classe "A" e 121.546.256 ações preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 71.962.910 ações ordinárias e 32.973.907 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts - ADR's. Em 31 de dezembro de 2010, o valor



Notas Explicativas

patrimonial da ação é de R\$ 62,29 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 62,16 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 69,70).

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

III - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos, de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos e de 1% para benefícios assistenciais de empregados, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social, para as duas primeiras respectivamente:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.046.389	2.046.389
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)		
Estudos e projetos	-	63.070
Investimentos	15.665.718	16.901.087
Especial (art. 202 - Lei 6.404/1976)		
Dividendos não distribuídos	-	-
Dividendos Adicionais Propostos	370.755	-
	<u>18.082.862</u>	<u>19.010.546</u>

IV - Reservas de Reavaliação

Notas Explicativas

Refere-se à reserva reflexa, decorrente da reavaliação do ativo imobilizado, das coligadas Celpa e Cemat, avaliadas pelo método da equivalência patrimonial.

NOTA 38 - LUCRO POR AÇÃO

(a) Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

31/12/2010				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	1.544.746	251	387.775	1.932.771
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	1.544.746	522	702.645	2.247.913
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	1,71	3,55	3,09	

31/12/2009				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	476.606	77	119.642	596.325
Dividendos preferenciais				

Notas Explicativas

		272	314.870	315.142
	476.606	349	434.512	911.467
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	0,53	2,37	1,91	

(b) Diluído

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

	31/12/2010			
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	1.544.625	251	391.308	1.936.183
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	1.544.625	522	706.178	2.251.325
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total

Notas Explicativas

Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
Emprestimo compulsorio	-	-	2.088	2.088
	905.024	147	229.274	1.134.445
% de ações em relação ao total	80%	0%	20%	100%
Resultado por ação diluído (R\$)	1,71	3,55	3,08	

31/12/2009

Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro liquido atribuível a cada classe de ações	479.077	78	121.171	600.325
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	479.077	349	436.041	915.467
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
Emprestimo compulsorio	-	-	1.718	1.718
	905.024	147	228.904	1.134.075
% de ações em relação ao total	80%	0%	20%	100%
Resultado por ação diluído (R\$)	0,53	2,38	1,90	

Notas Explicativas

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
a) GERAÇÃO				
Comercialização	1.821.770	1.560.429	2.331.877	1.946.152
Suprimento / Venda de Energia	-	-	15.795.678	14.511.724
Repasse Itaipu	215.989	(548.554)	215.989	(548.554)
OUTROS	2.882	2.974	2.882	2.974
B) TRANSMISSÃO				
Receita de construção	-	-	2.322.937	1.389.752
Receita de operação e manutenção	-	-	2.225.952	1.981.838
Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	-	-	1.766.731	1.704.929
c) DISTRIBUIÇÃO	-	-	-	-
Fornecimento	-	-	3.909.083	4.450.542
Receita de construção	-	-	810.475	361.709
Receita de operação e manutenção	-	-	433.048	30.118
Outras Receitas	-	-	1.200.655	1.206.390
TOTAL	2.040.641	1.014.849	31.015.307	27.037.574
DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL				
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	575.505	523.236
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	438.544	295.618
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	98.430	61.991

Notas Explicativas

Programa de Incentivo Fontes Alternativas de EE - PROINFA	-	-	162.244	129.347
ICMS	-	-	1.040.163	1.047.663
PASEP e COFINS	133.204	43.159	1.711.238	1.531.542
Outras Deduções	-	-	239.781	307.271
	<u>133.204</u>	<u>43.159</u>	<u>4.265.905</u>	<u>3.896.668</u>
Resultado de Operações com Energia	<u>1.907.437</u>	<u>971.690</u>	<u>26.749.402</u>	<u>23.140.906</u>
Resultado de Participação Societária	<u>2.177.646</u>	<u>3.694.296</u>	<u>669.755</u>	<u>1.571.031</u>
Receita Operacional Líquida	<u><u>4.085.083</u></u>	<u><u>4.665.986</u></u>	<u><u>27.419.157</u></u>	<u><u>24.711.937</u></u>

(*) Vide quadro abaixo

I - Resultado de Participações Societárias

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	1.550.254	2.093.539	-	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	<u>38.735</u>	<u>47.838</u>	<u>38.735</u>	<u>47.839</u>
	<u>1.588.989</u>	<u>2.141.377</u>	<u>38.735</u>	<u>47.839</u>

Notas Explicativas

Investimentos em coligadas

Equivalência patrimonial	467.647	1.421.851	467.647	1.378.663
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	16.038	13.593	16.038	13.592
Dividendos	101.847	103.868	101.847	103.868
Remuneração dos investimentos em parcerias	3.125	13.608	45.489	27.069
	121.010	131.069	163.373	144.529
	2.177.646	3.694.296	669.755	1.571.031

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Pessoal	357.775	336.907	4.845.247	4.465.866
Material	6.450	4.376	399.299	294.257
Serviços	108.107	93.216	2.126.167	1.726.095
	472.332	434.499	7.370.713	6.486.218

NOTA 41- ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Fornecimento	-	-	1.054.622	899.224
Suprimento	1.466.606	863.091	2.189.639	1.776.741
Uso da Rede	-	-	1.353.839	1.263.408
Comercialização CCEE	468.701	693.250	1.018.274	862.040
Outros	25.225	43.391	52.549	43.391

Notas Explicativas

1.960.532	1.599.732	5.668.923	4.844.804
-----------	-----------	-----------	-----------

NOTA 42 - PROVISÕES OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Garantias	-	-	-	-
Contingências	(27.008)	(99.242)	301.621	117.847
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	338.042	346.207
PCLD - RTE	-	-	(22.374)	(39.306)
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	36.245	74.556	36.245	74.556
PCLD - Créditos de ICMS	-	-	20.904	177.320
Perdas na realização de AFAC's	160.433	510.235	-	-
Passivo a descoberto em Controladas	148.167	(74.861)	-	-
Perdas em Investimentos - diversos	421.629	842.830	421.629	842.830
Outras	(9.197)	81.173	433.482	620.953
	<u>730.269</u>	<u>1.334.691</u>	<u>1.529.549</u>	<u>2.140.406</u>

NOTA 43 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

1 - Gestão de Recursos

1.1-Gestão de Capital

Notas Explicativas

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Em 2010, a estratégia da Companhia, que ficou inalterada em relação à de 2009, foi a de manter o índice de alavancagem financeira entre 7 % e 20%. Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2010 e 2009 podem ser assim sumariados:

	31/12/2010	31/12/2009
Total dos Empréstimos (Nota 25)	33.138.436	29.507.817
(-) Caixa e Equivalente Caixa (Nota 7)	9.220.169	8.617.294
Dívida Líquida	23.918.267	20.890.523
(+) Total do Patrimônio Líquido	70.530.410	70.368.111
Total do Capital	94.448.677	91.258.634
Índice de Alavancagem Financeira	25%	23%

2 - Instrumentos Financeiros

Notas Explicativas

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos.

2.1 - Ativos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Caixa e equivalentes de caixa: mantidos para a negociação a curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) Títulos e valores mobiliários: são aqueles com vencimentos definidos e para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável. As aplicações financeiras mantidas em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor.
- c) Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização.
- d) Créditos renegociados: tais ativos são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores justos e prováveis de realização.
- e) Financiamentos e empréstimos concedidos: são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.
- f) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

Notas Explicativas

No encerramento deste exercício, a Companhia mantinha 813 contratos concedidos de empréstimos e financiamentos (809 em 31 de dezembro de 2009), totalizando R\$ 24.761.922 (R\$ 28.717.335 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 42.234.271), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$	%	R\$
Dólar Norte-Americano	7,515,523	50,57	12.522.366
IGP-M	414,328	2,79	690.353
Real	6,627,032	44,59	11.041.961
YEN	239,896	1,61	399.716
EURO	64,534	0,44	107.526
Total	14,861,313	100,00	24.761.922

g) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.

Em 31 de dezembro de 2010, não havia instrumentos financeiros derivativos em carteira própria da empresa ou de suas controladas diretas. De igual maneira, não houve operações com derivativos no exercício findo em 31 de dezembro de 2009. São apresentadas operações de derivativos em algumas Sociedades de Propósito Específico, as quais estão relacionadas com operações de swap vinculadas a empréstimos específicos ou *hedge* de fluxo de caixa relacionado com a compra futura de materiais a serem utilizados na construção dos ativos.

3 - Política de *hedge* Financeiro

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A companhia apresenta relevante descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Neste contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Eletrobras. O objetivo da atual política é perseguir a mitigação da exposição as variáveis de mercado que

Notas Explicativas

impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Contábeis.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela empresa, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente estaria a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros apenas serão realizadas com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Companhia e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

Em 2009, foi aprovado um novo Mandato para Operações de Derivativos, o qual teve seu escopo ampliado, abrangendo, além dos descasamentos de moeda, as exposições à taxa de juro.

A empresa vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de *hedge* Financeiro, a realização de operações de Swap de Taxa de Juros com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Tais operações abrangem um valor nocional em torno de US\$ 700 milhões e prazos que variam de 2015 a 2020. A previsão é que estas operações sejam realizadas no ano de 2011.

Além da operação de Swap de Libor, estratégias de *hedge* cambial foram analisadas ao longo do ano de 2010 e poderão ser implementadas a partir de 2011. Seguindo a Política de *hedge* Financeiro, a análise de soluções estruturais estão sendo priorizadas e oportunidades de novas captações externas estão sendo consideradas como importante instrumento de mitigação das exposições ativas em moeda estrangeira.

Notas Explicativas

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar este risco, a Eletrobras instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Eletrobras.

Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

Também está em discussão um anexo contratual sobre margens de garantia, que será condição prévia para realização de qualquer operação desta natureza. Através deste instrumento contratual irá se reduzir substancialmente a exposição ao risco de contraparte ao longo da vida das operações com derivativos.

4 - A Controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
			750 MW - até 31/12/2006
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

Notas Explicativas

A Companhia não atua com outras modalidades de operações de derivativos com exceção às mencionadas nesta nota explicativa.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi positivo em R\$187.490 e R\$55.200 nos anos de 2009 e 2010 respectivamente.

Em 2009, com o intuito reduzir a exposição cambial de determinados contratos, a SPE ESBR firmou contratos a termo de moeda sem entrega física (NDF) com instituições financeiras. Os valores destes acordos foram de US\$41.000 e US\$16.400, com vencimentos em 17 de setembro de 2009 e 18 de dezembro de 2009, e taxas pactuadas de R\$2,29 e R\$2,18, respectivamente. Tais operações foram classificadas como *hedges* de fluxo de caixa. Conforme previsto nas normas contábeis brasileiras e internacionais, as variações cambiais das NDFs foram registradas à conta de ajustes de avaliação patrimonial e transferidas ao ativo imobilizado quando da efetiva liquidação do passivo junto ao fornecedor.

Em 17 de setembro de 2009, a Controlada liquidou a operação de NDF no valor de US\$41.000 com perdas apuradas de R\$20.360. Em relação ao contrato de NDF no valor de US\$16.400, sua liquidação ocorreu na data do vencimento, com resultado negativo de R\$6.599, sem que houvesse cumprimento das obrigações contratuais por parte do fornecedor. As variações cambiais da NDF foram registradas no patrimônio líquido da Controlada e lá foram mantidas até o real cumprimento das obrigações da Dong Fang, o que ocorreu ao fim do primeiro semestre de 2010.

A partir do final do exercício de 2009, a SPE alterou sua estratégia de *hedge* e desde então vem realizando aplicações financeiras em dólar, com a finalidade de lastrear as garantias das cartas de crédito emitidas pelo Banco do Brasil e Banco Itaú em favor dos fornecedores Dong Fang e Hyosung. Tais aplicações também são classificadas como *hedge* de fluxo de caixa.

A movimentação completa da conta de ajustes de variação patrimonial, durante os anos findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009, é descrita abaixo:

	31/12/2010	31/12/2009
Saldo no início do exercício	(2.640)	-

Notas Explicativas

Variação cambial sobre NDFs	-	(10.784)
Variação cambial sobre principal de depósitos vinculados	(4.738)	-
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício anterior	2.640	
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício atual	(373)	8.144
Saldo no final do exercício	(5.111)	(2.640)

5 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) - Fornecedores: são mensurados pelo valor justo de mercado e amortizados essencialmente pelo método do custo amortizado.
- b) - Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão - RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são equivalentes aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2010 com 15 contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 5.546.687 (R\$ 5.101.994 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 4.158.111), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$ (equivalentes)	%	R\$
Dólar Norte-Americano	3.060.812	91,95	5.099.925
EURO	64.628	1,94	107.683

Notas Explicativas

YEN	203.504	6,11	339.079
Total	3.328.944	100,00	5.546.687

Empréstimo Compulsório: extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1993, teve como prazo limite para seu recolhimento o dia 31 de dezembro de 1993. Atualmente, a Companhia gerencia o estoque residual do Empréstimo Compulsório arrecadado, atualizando-o com base no IPCA-E e remunerando-o à taxa de 6% a.a., com prazo de resgate definido.

6 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

6.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio.

A Companhia apresenta descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, em posição ativa, no montante de R\$ 4.455 (R\$ 5.583 em 31 de dezembro de 2009), proveniente principalmente dos contratos de financiamentos concedidos à controlada Itaipu Binacional, cujo principal está integralmente reconhecida em balanço, o que causa volatilidade nos seus resultados e em seu fluxo de caixa.

Notas Explicativas

6.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

6.3 - Risco de commodities

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
			750 MW - até 31/12/2006
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de cap and floor band relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773.21/ton e US\$ 1,450/ton. Considerando que o preço do alumínio atinja o cap em todos os anos até o final do contrato, o impacto financeiro em 31/12/2010 seria de R\$ 245.089.

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela ANEEL. A partir do Leilão 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado. A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela ANEEL, mediante a fixação de

Notas Explicativas

Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

6.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

6.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e conseqüentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Notas Explicativas

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não-derivativos do Grupo por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados.

Controladora

31/12/2010

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos	9.706.702	9.706.702	9.706.702	
Emprestimo compulsório	174.166	192.453	259.664	
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 25)				
Fornecedores e outras obrigações				

Notas Explicativas

2.061.540 2.061.540 2.061.540

Garantias financeiras

31/12/2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos	9.234.609	8.928.490	8.928.490	8.928.490
Emprestimo compulsório	155.030	171.309	231.135	231.135
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 25)				
Fornecedores e outras obrigações	2.177.245	2.105.072	2.105.072	2.105.072
Garantias financeiras				

01/01/2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos	7.692.505	7.526.181	7.276.694	7.276.694
Emprestimo compulsório	174.166	192.453	259.664	259.664
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 25)				
Fornecedores e outras obrigações				
Garantias financeiras				

Notas Explicativas

Consolidado

31/12/2010				
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	10.912.013	11.659.805	12.478.921	8.342.004
Obrigações com arrendamento financeiro	120.485	240.933	361.400	1.092.214
Empréstimo compulsório	174.166	192.453	259.664	-
Fornecedores	5.563.938	2.081.548	2.061.540	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	639.278	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	-	1.313	10.118	150.133
31/12/2009				
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	10.612.381	10.688.037	12.861.266	22.284.045
Obrigações com arrendamento financeiro	108.827	217.628	326.441	1.095.379
Empréstimo compulsório	155.030	171.309	231.135	231.135
Fornecedores	4.226.214	2.111.944	2.105.072	2.105.072
Adiantamento para futuro aumento de capital	4.548.686	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	-	-	-	-

Notas Explicativas

	-	-	7.966	153.598
01/01/2009				
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	8.623.512	9.443.844	10.428.194	19.944.125
Obrigações com arrendamento financeiro	106.435	212.432	318.647	1.153.992
Empréstimo compulsório	174.166	192.453	259.664	259.664
Fornecedores	1.697.972	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	-	-	4.595	156.969

7 - Análise de Sensibilidade

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para fim de 2010 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos concedidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

Depreciação dos Índices em centavos concedidos

Notas Explicativas

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar(R\$/US\$)	7,515,524	12.522.366	1,75	1,3125	0,8750	9.864.125	6.576.083
IGP-M	414,328	690.353	5,96%	4,47%	2,98%	721.212	710.926
EURO(R\$/€)	64,534	107.526	2,4238	1,8179	1,2119	84.701	56.467
Yen(R\$/¥)	239,897	399.716	0,0215	0,0161	0,0107	314.865	209.910
TOTAL	8,234,283	13.719.961				10.984.903	7.553.386

Apreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar(R\$/US\$)	7,515,524	12.522.366	1,75	2,1875	2,6250	16.440.208	19.728.250
IGP-M	414,328	690.353	5,96%	7,45%	8,94%	741.784	752.071
EURO(R\$/€)	64,534	107.526	2,4238	3,0298	3,6357	141.168	169.401
Yen(R\$/¥)	239,897	399.716	0,0215	0,0269	0,0322	524.774	629.729
TOTAL	8,234,283	13.719.961				17.847.934	21.279.451

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos obtidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

Depreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar(R\$/US\$)	3,060,812	5.099.925	1,75	1,3125	0,8750	4.017.316	2.678.210

Notas Explicativas

EURO(R\$/€)	64,628	107.683	2,4238	1,8179	1,2119	84.824	56.549
Yen(R\$/¥)	203,505	339.079	0,0215	0,0161	0,0107	267.100	178.067
TOTAL	3,328,945	5.546.687				4.369.240	2.912.826

Apreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar(R\$/US\$)	3,060,812	5.099.925	1,75	2,1875	2,6250	6.695.526	8.034.631
EURO(R\$/€)	64,628	107.683	2,4238	3,0298	3,6357	141.373	169.648
Yen(R\$/¥)	203,505	339.079	0,0215	0,0269	0,0322	445.166	534.200
TOTAL	3,328,945	5.546.687				7.282.065	8.738.479

Foram realizadas análises de sensibilidade do ativo financeiro decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional. A análise limitou-se à variação da taxa de câmbio real por dólar, incluindo dois cenários onde há valorização cambial de 25% e 50% e dois cenários onde há desvalorização cambial de 25% e 50%.

Depreciação de Índices do Direito de Comercialização da Energia de Itaipu:

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Dólar(R\$/US\$)	1,146,919	1.910.996	1,75	1,3125	0,8750	1.505.331	1.003.554

Apreciação de Índices do Direito de Comercialização da Energia de Itaipu:

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
---------------	------------	-----------	------------------	---------------------	----------------------	---------------------	----------------------

Notas Explicativas

Dólar(R\$/US\$)	1,146,919	1.910.996	1,75	2,1875	2,6250	2.508.885	3.010.662
-----------------	-----------	-----------	------	--------	--------	-----------	-----------

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

8 - Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

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

Controladora				
31/12/ 2010				
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	194.761	-	-	194.761
Empréstimos e financiamentos	-	24.761.922	-	24.761.922
Investimentos mantidos a custo	-	-	52.410	52.410
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.402.837	-	-	1.402.837
Total do ativo	1.597.598	24.761.922	52.410	26.411.930
Passivos				
Empréstimos e financiamentos	13.705.726	-	-	13.705.726
Derivativos designados como hedge	-	-	-	-
Total do passivo				

Notas Explicativas

13.705.726	-	-	13.705.726
------------	---	---	------------

31/12/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	157.685	-	-	157.685
Empréstimos e financiamentos	-	28.717.334	-	28.717.334
Investimentos mantidos a custo	-	-	61.970	61.970
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.298.097	-	-	1.298.097
Total do ativo	1.455.782	28.717.334	61.970	30.235.086
Empréstimos e financiamentos	12.758.940	-	-	12.758.940
Total do passivo	12.758.940	-	-	12.758.940

01/01/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	90.697	-	-	90.697
Empréstimos e financiamentos	-	42.234.271	-	42.234.271
Investimentos mantidos a custo	-	-	77.647	77.647
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.091.433	-	-	1.091.433
Total do ativo	1.182.130	42.234.271	77.647	43.494.048
Empréstimos e financiamentos	11.351.881	-	-	11.351.881
Derivativos designados como hedge	-	-	-	-
Total do passivo	11.351.881	-	-	11.351.881

Notas Explicativas

Consolidado				
31/12/ 2010				
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	2.339.639	15.093	-	2.354.732
Contas a receber	207.369	-	-	207.369
Ao valor justo por meio do resultado	-	-	540.072	540.072
- Derivativos	(2.038)	-	-	(2.038)
Derivativos designados como hedge	-	582.404	-	582.404
Partes beneficiárias	194.761	-	-	194.761
Empréstimos e financiamentos	-	24.761.922	-	24.761.922
Investimentos mantidos a custo	-	-	52.410	52.410
Investimentos da Dívida	758.868	-	-	758.868
Títulos Patrimoniais	1.548	-	-	1.548
Ativo financeiro (indenizável)	287.282	-	-	287.282
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.610.908	-	-	1.610.908
Total do ativo	5.398.337	25.359.419	592.482	31.350.238
Passivos				
Fornecedores	2.499.219	-	-	2.499.219
Empréstimos e financiamentos	14.507.793	-	-	14.507.793
Derivativos designados como hedge	-	540.540	-	540.540
Total do passivo	17.007.012	540.540	-	17.547.552

31/12/ 2009

Notas Explicativas

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	1.780.332	24.560	-	1.804.892
Contas a receber	211.561	-	-	211.561
- Derivativos	20	-	-	20
Derivativos designados como hedge	-	455.560	-	455.560
Partes beneficiárias	157.685	-	-	157.685
Empréstimos e financiamentos	-	28.717.334	-	28.717.334
Investimentos mantidos a custo	-	-	61.970	61.970
Ativo financeiro (indenizável)	207.838	-	-	207.838
Disponíveis para venda	-	-	-	-
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.479.880	-	-	1.479.880
Total do ativo	3.837.316	29.197.454	61.970	33.096.740
Passivos				
Fornecedores	1.198.701	-	-	1.198.701
Empréstimos e financiamentos	13.526.137	-	-	13.526.137
Derivativos designados como hedge	-	268.070	-	268.070
Total do passivo	14.724.838	268.070	-	14.992.908

01/01/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	2.305.214	2.182	-	2.307.396
Contas a receber	208.664	-	-	208.664
- Derivativos	5.549	-	-	5.549

Notas Explicativas

Derivativos designados como hedge

-	92.690	-	92.690
---	--------	---	--------

Partes beneficiárias

90.697	-	-	90.697
--------	---	---	--------

Empréstimos e financiamentos

-	42.234.271	-	42.234.271
---	------------	---	------------

Investimentos mantidos a custo

-	-	77.647	77.647
---	---	--------	--------

Ativo financeiro (indenizável)

129.467	-	-	129.467
---------	---	---	---------

- Ativos financeiros disponíveis para venda

1.091.433	-	-	1.091.433
-----------	---	---	-----------

Total do ativo

3.831.024	42.329.143	77.647	46.237.814
------------------	-------------------	---------------	-------------------

Passivos

Fornecedores

641.495	-	-	641.495
---------	---	---	---------

Empréstimos e financiamentos

15.335.319	264.026	-	15.599.345
------------	---------	---	------------

Derivativos designados como hedge

-	336.184	-	336.184
---	---------	---	---------

Total do passivo

15.976.814	600.210	-	16.577.024
-------------------	----------------	----------	-------------------

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo deverão ser classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 - preços cotados (não ajustados) que em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 - preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 - ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados

Notas Explicativas

estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

NOTA 44 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Notas Explicativas

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009, são as seguintes:

Resultado Por Segmento					
31/12/2010					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	657.139	18.015.971	5.833.463	2.912.584	27.419.157
Despesas Operacionais	(1.844.617)	(12.479.549)	(5.367.376)	(3.316.243)	(23.007.785)
Resultado Operacional Antes Do Resultado Financeiro	(1.187.478)	5.536.422	466.087	(403.659)	4.411.372
Resultado Financeiro	717.898	(596.809)	(410.835)	(74.376)	(364.122)
Irpj / Csl	(206.119)	(1.078.830)	(198.609)	(10.707)	(1.494.265)
Participação Minoritária	(305.072)	-	-	-	(305.072)
Lucro Líquido Do Exercício	(980.771)	3.860.783	(143.357)	(488.742)	2.247.913
31/12/2009					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	1.583.869	16.041.377	4.588.691	2.498.000	24.711.937
Despesas Operacionais	(2.560.632)	(10.826.693)	(4.503.602)	(2.769.658)	(20.660.585)

Notas Explicativas

Resultado Operacional Antes					
Do Resultado Financeiro	(976.763)	5.214.684	85.089	(271.658)	4.051.352
Resultado Financeiro	(3.981.327)	(6.811)	487.745	(137.704)	(3.638.097)
Irpj / Csll	1.266.418	(217.767)	(207.921)	(3.845)	836.885
Participação Minoritária	(338.673)	-	-	-	(338.673)
Lucro Líquido Do Exercício	(4.030.345)	4.990.106	364.913	(413.207)	911.467

As vendas entre os segmentos foram realizadas como vendas entre partes independentes. A receita de partes externas foi mensurada de maneira condizente com aquela apresentada na demonstração do resultado.

NOTA 45 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Eletrobras é a União que detém 41.59% das ações ordinárias e preferências da companhia (vide a Nota 37).

As transações da Eletrobras com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

Não há, também, operações com pessoas físicas consideradas partes relacionadas, exceto com acionistas.

	CONTROLADORA		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS			
Consumidores e revendedores	5.272	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.913.683	-	-
Dividendo a receber			

Notas Explicativas

	17.846	-	-
AFAC	-	-	-
Receitas de participação societária	-	-	632.598
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	101.774
	1.936.801	-	734.372
CHESF			
Financiamentos e empréstimos	156.244	-	-
AFAC	-	-	-
Dividendo a receber	429.325	-	-
Obrigações diversas	-	1.355	-
Receita de juros, comissões e taxas	-	-	17.927
Receitas de participações societárias	-	-	2.167.434
	585.569	1.355	2.185.361
ELETRONORTE			
Consumidores e revendedores	181	-	-
Financiamentos e empréstimos	3.819.340	-	-
Dividendo a receber	32.998	-	-
AFAC	631.793	-	-
Receitas de participação societária	-	-	138.939
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	262.901
	4.484.312	-	401.840

Notas Explicativas

ELETROSUL

Financiamentos e empréstimos	780.322	-	-
Dividendo a receber	19.282	-	-
AFAC	735.905	-	-
Créditos Renegociados	12	-	-
Receita de participações societárias	-	-	67.454
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	61.769
	1.535.521	-	129.223

CGTEE

Financiamentos e empréstimos	921.689	-	-
AFAC	324.000	-	-
Dividendo a receber	8.240	-	-
Resultado em participações societárias	-	-	41.191
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	25.780
	1.253.929	-	66.971

ELETRONUCLEAR

Financiamentos e empréstimos	607.076	-	-
AFAC	3.309.744	-	-
Obrigações diversas	-	1.589	-
Outros	-	101.594	-
Resultado de participações societárias	-	-	(134.498)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	403.043
	3.916.820	103.183	268.545

Notas Explicativas

ITAIPU

Financiamentos e empréstimos	5.671.628	-	-
Dividendo a receber	417	-	-
Energia Comprada para Revenda	-	-	2.839.516
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	427.192
	5.672.045	-	3.266.708

Ceal

Financiamento e empréstimos	209.107	-	-
AFAC	7.485	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	(42.617)
Receitas de Juros, comissões e taxas	-	-	10.696
	216.592	-	(31.921)

Cepisa

Financiamento e empréstimos	354.987	-	-
AFAC	183.953	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	24.321
	538.940	-	24.321

AMAZONAS ENERGIA

Financiamentos e empréstimos	516.713	-	-
AFAC	57.267	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	(1.353.554)
Receitas de Juros, Comissões e			

Notas Explicativas

Taxas	-	-	31.421
	573.980	-	(1.322.133)
Ceron			
Financiamentos e empréstimos	109.474	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	13.842
AFAC	72.671	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	7.415
	182.145	-	21.257
ELETROPAR			
Resultado de participações societárias	-	-	19.464
Dividendo a receber	2.277	-	-
	2.277	-	19.464
ELETROACRE			
Financiamentos e empréstimos	64.745	-	-
AFAC	218.925	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	3.819
	283.670	-	3.819
TESOURO NACIONAL			
Obrigações	-	343.255	-
	-	343.255	-
ELETROS			
Contribuições Previdenciárias	-	-	(32.173)
	-	-	(32.173)

Notas Explicativas

SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO NORDESTE	CONSOLIDADO		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Partic. societária permanente	193.244	-	-
Fornecedores	-	1.151	-
Receita de prestação serviços	-	-	1.854
Receita de Equivalência Patrimonial	-	-	33.262
Encargo de uso da rede	-	-	(10.410)
	193.244	1.151	24.706
7 GAMELEIRAS			
Participação Societária Permanente	158	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(3)
	158	-	(3)
SÃO PEDRO LAGO			
Participação Societária Permanente	157	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(4)
	157	-	(4)
PEDRA BRANCA			
Participação Societária Permanente	158	-	-
	-	-	
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(3)
	158	-	(3)
TDG			
Participação societária permanente	13.018	-	-
Despesa de Equiv. Patrimonial	-	-	(261)

Notas Explicativas

	13.018	-	(261)
INTESA			
Partic. societária permanente	28.530	-	-
JCP/Dividendos	676	-	-
Fornecedores	-	903	-
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(8.045)
Receita de equiv. Patrimonial	-	-	2.844
	29.206	903	(5.201)
EAPS			
Partic. societária permanente	61.286	-	-
Despesa de Equiv. Patrimonial	-	-	(330)
	61.286	-	(330)
EAPSA			
Partic. societária permanente	61.985	-	-
Equivalência Patrimonial	(699)	-	-
Despesa de equiv. patrimonial	-	-	(699)
	61.286	-	(699)
ANDE			
Consumidores e revendedores	74.717	-	-
Outros	7.420	-	-
Obrigações diversas	-	27.578	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	179.121
Receitas financeiras	-	-	4.461
Despesas financeiras	-	-	20
Outras despesas	-	-	(32.353)
	82.137	27.578	151.250
ÁGUAS DA PEDRA			

Notas Explicativas

Partic. societária permanente	123.271	-	-
Equivalência Patrimonial	(699)	-	-
Despesa de equiv. patrimonial	-	-	(1.029)
	122.572	-	(1.029)
ESBR (Energia Sustentável)			
Partic. societária permanente	824.002	-	-
Outros resultados abrangentes	-	(2.170)	-
Despesa de equivalência patrimonial	-	-	(7.937)
Outras despesas	-	-	(1.235)
	824.002	(2.170)	(9.172)
MANAUS TRANSMISSÃO			
Partic. societária permanente	(18.187)	-	-
Outros resultados abrangentes	-	(466)	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(8.981)
	(18.187)	(466)	(8.981)
MANAUS CONSTRUÇÃO			
Partic. societária permanente	5.949	-	-
Receita de Equivalência Patrimonial	-	-	5.948
	5.949	-	5.948
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA			
Partic. societária permanente	123.147	-	-
Receita de equivalência Patrimonial	-	-	2.066

Notas Explicativas

Receitas financeiras			2.065
	123.147	-	4.131
EMPRESA NORTE ENERGIA			
Participação societária permanente	26.669	-	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(333)
	26.669	-	(333)
FACHESF			
Fornecedores	-	1.695	-
Contribuição normal	-	11.179	-
Contratos atuarias	-	107.452	-
Despesa financeira	-	-	(41.637)
Despesas operacionais	-	-	(94.311)
	-	120.326	(135.948)
ENERPEIXE			
Contas a receber	895	-	-
Consumidores e revendedores	452	-	-
JCP/Dividendos a receber	8.000	-	-
Participação societária permanente	481.020	-	-
Receita financeira	-	-	47.321
Receitas uso da rede elétrica	-	-	4.319
Receitas de prestação de serviços	-	-	6.581
	490.367	-	58.221

Notas Explicativas

TRANSLESTE

Participação societária permanente	22.745	-	-
JCP/Dividendos a receber	1.021	-	-
Fornecedores	-	(29)	-
Contas a pagar	-	(93)	-
Receita financeira	-	-	4.298
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(1.010)
	23.766	(122)	3.288

TRANSUDESTE

Contas a receber	20	-	-
Participação societária permanente	13.497	-	-
JCP/Dividendos	1.971	-	-
Contas a pagar	-	(58)	-
Fornecedores	-	(18)	-
Receita financeira	-	-	2.449
Receita de Prestação de Serviços	-	-	115
Encargos do uso da rede elétrica	-	-	(626)
	15.488	(76)	1.938

TRANSIRAPÉ

Participação societária permanente	10.327	-	-
JCP/dividendos	1.578	-	-
Contas a pagar	-	(40)	-

Notas Explicativas

Fornecedores	-	(10)	-
Receita financeira	-	-	1.796
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(426)

	11.905	(50)	1.370
--	--------	------	-------

CENTROESTE

Adiantamento para futuro aumento de capital	17.223	-	-
Participação societária permanente	25	-	-
Contas a receber	370	-	-
Fornecedores	-	(12)	-
Contas a pagar	-	(40)	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	360
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(247)
	17.618	(52)	113

BAGUARI

Adiantamento para futuro aumento de capital	82.172	-	-
	82.172	-	-

RETIRO BAIXO

Adiantamento para futuro aumento de capital	50.210	-	-
Participação societária permanente	56.626	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	4.431
Receitas financeiras	-	-	600
	106.836	-	5.031

Notas Explicativas

SERRA FALCÃO ENERGIA

Contas a receber	53	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	47.677	-	-
Participação societária permanente	142.881	-	-
Contas a pagar	-	(10.059)	-
Receitas de prestação de serviço	-	-	1.578
Receitas financeiras	-	-	(40.334)
Outras despesas	-	-	(59.690)
	190.611	(10.059)	(98.446)

CHAPECOENCE

Participação societária permanente	279.516	-	-
Despesas financeiras	-	-	(6.287)
	279.516	-	(6.287)

INAMBARI

Contas a receber	479	-	-
Participação societária permanente	5.660	-	-
Receitas financeiras	-	-	(1.076)
Receitas de prestação de serviços	-	-	1.008
	6.139	-	(68)

TRANSENERGIA RENOVÁVEL

Contas a receber	12	-	-
Participação societária permanente	39.597	-	-
Receitas de prestação de serviço			

Notas Explicativas

	-	-	251
Despesa financeira	-	-	(926)
	39.609	-	(675)
MADEIRA ENERGIA			
Participação societária permanente	38.928	-	-
Despesa financeira	-	-	(79.733)
	38.928	-	(79.733)
TRANSENERGIA SÃO PAULO			
Participação societária permanente	4.537	-	-
Despesas financeiras	-	-	(50)
	4.537	-	(50)
TRANSENERGIA GOIÁS			
Participação societária permanente	2.768	-	-
	-	-	-
Despesas financeiras	-	-	(87)
	2.768	-	(87)
MGE TRANSMISSÃO			
Participação societárias permanente	8.665	-	-
Despesas financeiras	-	-	(562)
	8.665	-	(562)
GOIÁS TRANSMISSÃO			
Participação societária permanente	13.169	-	-
Receitas financeiras	-	-	(1.087)
	13.169	-	(1.087)
BRASVENTO EOLO			

Notas Explicativas

Participação societária permanente	2.232		
Adiantamento para futuro aumento de capital	2.231	-	-
	4.463	-	-
BRASVENTO MIASSABA			
Adiantamento para futuro aumento de capital	6.670	-	-
	6.670	-	-
REI DOS VENTOS			
Adiantamento para futuro aumento de capital	4.392	-	-
	4.392	-	-
PODER PÚBLICO FEDERAL			
Consumidores e concessionárias	16.430	-	-
Fornecimento de energia	-	-	76.563
Outras receitas	-	-	11.615
	16.430	-	88.178
REAL GRANDEZA			
Contas a receber	1.291	-	-
Contribuição normal		5.140	-
Contrato de dívidas atuariais		83.735	-
Outros passivos		52.445	-
Provisões atuariais	-	-	(11.277)
Encargo de dívidas	-	-	13.425
Contribuição normal mantenedor	-	-	11.929
Despesas financeiras			

Notas Explicativas

	-	-	(98.490)
Contribuições despesas administrativas	-	-	2.899
Contribuição patrocinadora	-	-	
Outras receitas	-	-	155
Outras despesas	-	-	(148.207)
	1.291	141.320	(229.566)
ETAU			
Contas a receber	50	-	-
JCP/Dividendos a receber	1.975	-	-
Participação societária permanente	14.935	-	-
Receita de JCP/Dividendos	-	-	3.833
Resultado de equiv. patrimonial	-	-	8.367
	16.960	-	12.200
ARTEMIS			
Contas a receber	466	-	-
JCP/Dividendos permanente	2.676	-	-
Participação societária permanente	75.786	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	7.317
Receita de JCP/Dividendos	-	-	7.840
	78.928	-	15.157
UIRAPURU			
Contas a receber	4.207	-	-
Partic. societária permanente			

Notas Explicativas

	24.455	-	-
JCP/Dividendos a receber	985	-	-
Receita de JCP/Dividendos	-	-	1.823
Resultado de equiv. patrimonial	-	-	3.474
	29.647	-	5.297
RS ENERGIA			
Contas a receber	1.546	-	-
Partic. societária permanente	142.646	-	-
JCP/ dividendos a receber	1.077	-	-
Despesa com equivalência patrimonial	-	-	(490)
	145.269	-	(490)
CERRO CHATO I			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)
	14.131	-	(180)
CERRO CHATO II			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)
	14.131	-	(180)
CERRO CHATO III			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)

Notas Explicativas

	14.131	-	(180)
NORTE BRASIL			
Partic. societária permanente	9.459	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	186
	9.459	-	186
CONST. INTEGRAÇÃO			
Partic. societária permanente	4.624	-	-
Receita com participação societária	-	-	4.624
	4.624	-	4.624
PORTO VELHO			
Contas a receber	4	-	-
Partic. societária permanente	192.759	-	-
JCP/Dividendos a receber	768	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	3.034
	193.531	-	3.034
AMAPARI			
Partic. societária permanente	41.533	-	-
Equivalência Patrimonial	(1.207)	-	-
Outros Ativos	103	-	-
Receita de equivalência. Patrimonial	-	-	768
	40.429	-	768
PREVINORTE			
Contribuições previdenciárias	-	5.128	-
Despesas atuariais			

Notas Explicativas

	-	-	(85.604)
	-	5.128	(85.604)
NUCLEOS			
Contratos atuariais Cons. Divida	-		-
Outros passivos	-	102.390	-
Contribuições previdenciárias (normal, etc)	-	2.050	-
Contribuição normal mantenedor	-	-	8.657
Provisão atuarial	-	-	(6.472)
	-	104.440	2.185
FIBRA			
Contas a Pagar	-	43.031	-
Contribuição normal	-	2.546	-
Outros passivos	-	-	-
Contribuições previdenciárias	-	-	(17.298)
Despesa Atuariais	-	-	-
Despesas Financeiras	-	-	(4.400)
	-	45.577	(21.698)
CAJUBI			
Contas a pagar	-	2.299	-
Contribuições previdenciárias normais	-	4.749	(16.845)
Outros passivos	-	479.862	-
Despesas atuariais	-	-	(320.751)

Notas Explicativas

Despesas financeiras	-	-	(20)
	-	486.910	(337.616)

Remuneração de Pessoal Chave

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.488	3.385	24.545	16.435
Salários e encargos sociais	748	990	4.821	4.167
Outros	333	203	3.051	2.554
	<u>5.569</u>	<u>4.578</u>	<u>32.417</u>	<u>23.156</u>

NOTA 46 - EVENTOS SUBSEQUENTES

I - UHE Teles Pires:

Em 19 de janeiro de 2011 foi constituída a sociedade de propósito específico Companhia Hidroelétrica Teles Pires para a construção, geração e manutenção da UHE Teles Pires. A Eletrosul possui participação de 24,5%, cabendo a Furnas Centrais Elétricas S.A. 24,50%, a Neoenergia S.A 50,1% e a Odebrecht Participações S.A. 0,90%.

II - Interligação de Manaus ao SIN:

A interligação da região ao Sistema Interligado Nacional - SIN mediante construção da Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus de 500 kV, prevista para ser concluída em 2012. Obra do governo federal orçada em R\$ 3.340.000, beneficiará, diretamente ou por desvios vicinais, as cidades de Urucará, Itapiranga, Silves, São Sebastião do Uatumã, Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Nova Olinda do Norte, Itacoatiara, até a subestação de Cariri na região de Manaus.



Notas Explicativas

III - Transformação de Unidades Geradoras - Bicombustíveis

Dando prosseguimento ao projeto de transformação de unidades geradoras para utilização do gás natural foram investidos R\$ 14.000 para a conversão de duas unidades MS70001B da usina de Mauá e quatro unidades LM6000 com previsão de operação comercial entre os meses de janeiro a março/2011.

IV - Banda Larga

A Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás está negociando com a Eletrobras o uso de sua rede de fibras óticas para colocar em prática o Plano Nacional de Banda Larga (PNBL), previsto para entrar em operação em 2011.

V - Aumento do Capital Social

O Decreto S/Nº de 29 de setembro de 2010, autorizou a Eletrobras aumentar o seu capital com subscrição de ações, utilizando o montante equivalente aos Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (AFAC). O Conselho de Administração, através da Deliberação em 29 de junho de 2010 e a 155ª Assembléia Geral Extraordinária - da Eletrobras, de 11 de janeiro de 2011, aprovaram o aumento de capital no valor equivalente a R\$ 5.148.764, considerando a subscrição particular de ações para os detentores de ações ordinárias e preferenciais da classe "B", resultando na emissão de 220.277.010 novas ações, assim distribuídas: 182.026.770 ações ordinárias (ON) e 38.250.240 ações preferenciais de classe "B". A subscrição em ações preferenciais da classe "A", tendo em vista que estas só puderam ser subscritas até junho de 1969, conforme o § 1º do art. 8º do Estatuto Social da Eletrobras. O referido aumento foi homologado pela 157ª Assembléia Geral Extraordinária - da Eletrobras, ocorrida em 16 de março de 2011, passando o capital social de R\$ 26.156.567 para R\$ 31.305.331, dividido em 1.087.050.297 ações ordinárias, 146.920 ações preferenciais da classe "A" e 265.436.883 ações preferenciais de classe "B", todas sem valor nominal. As ações emitidas em decorrência da mencionada subscrição, serão remuneradas com o mesmo valor de dividendos por ação, a ser aprovado na 51ª Assembléia Geral Ordinária.

Notas Explicativas

VI - Tarifa de energia de Itaipu

O Senado Federal aprovou, em 11 de maio de 2011, o Projeto de Decreto Legislativo que autoriza o governo brasileiro a aumentar de cerca de US\$ 120 milhões para US\$ 360 milhões anuais o montante pago pelo Brasil pela energia de Itaipu relativa a parte não utilizada pelo Paraguai, com impacto na tarifa de repasse ao consumidor e, portanto, adquirida sem impacto sobre o resultado da companhia.

VI - Concessão da UHE Xingó

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL indeferiu, em 10 de maio de 2011, o pedido de ajustamento do período da concessão da Usina Hidrelétrica Xingó. Tal pedido fora feito à ANEEL em 2004 e o presente ato não traz qualquer impacto às Demonstrações Contábeis da Companhia, eis que a administração adotou como premissa, para esta UHE, o termo final de concessão em 2015 e, como base de avaliação da indenização o valor residual contábil, condição esta em que a decisão daquela Agência em nada alterou a posição patrimonial e de resultado da Companhia.

Ressalte-se que, o primeiro dos 6 hidrogeradores da UHE Xingó entrou em operação comercial em dezembro de 1994, e o último em agosto de 1997. Assim, ao se considerar o termo final da concessão em 2015, a ANEEL entende que o período total de concessão, somado ao de prorrogação, é de 20 anos.

Notas Explicativas

José da Costa Carvalho Neto

Presidente

Armando Casado de Araújo

*Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores*

Valter Luiz Cardeal de Souza

Diretor de Engenharia

Miguel Colasuonno

Diretor de Administração

Pedro Carlos Hosken Vieira

Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes

Diretor de Transmissão

João Vicente Amato Torres

Contador

CRC-RJ-057.991/O-S-DF

Outras Informações Relevantes

1 – Posição acionária por espécie e classe dos acionistas detentores de mais de 5% das ações do capital social da Companhia.

▪ Eletrobras:

Acionistas 31/12/2010	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total	
União Federal	470.656.241	52,00%			712	0,00%	470.656.953	41,56%
BNDESPAR	190.757.950	21,08%			18.691.102	8,23%	209.449.052	18,50%
Fundo Nacional de Desenvolvimento - FND *	45.621.589	5,04%					45.621.589	4,03%
Fundo Garantidor de Habitação – FHAB *	1.000.000	0,11%					1.000.000	0,09%
Fundo Garantidor para Investimentos – FGI *					8.750.000	3,85%	8.750.000	0,77%
Fundo de Garantia de Operações – FGO *					1.008.500	0,44%	1.008.500	0,09%
JP Morgan Chase Bank **	71.962.190	7,95%			32.973.907	14,51%	104.936.097	9,27%
Paola Penotti Chiappa			22.800	15,52%			22.800	0,00%
Giovanni Chiappa			10.015	6,87%			10.015	0,00%
Skagen K. T. Verdipapirfond ***					23.509.100	10,35%	23.509.100	2,08%
Victor Adler			8.084	5,50%			8.084	0,00%
Outros	125.025.557	13,82%	106.021	72,16%	142.253.322	62,62%	267.384.900	23,61%
Total	905.023.527	100,00%	146.920	100,00%	227.186.643	100,00%	1.132.357.090	100,00%

* Fundos no qual o Governo Federal participa.

** Banco depositário dos ADRs de emissão da Eletrobras.

*** Fundos sediados no exterior os quais não se têm abertura de participantes.

**** Ações em Tesouraria, resultantes da conversão do empréstimo compulsório, custodiadas no banco Bradesco S.A..

▪ BNDESPAR

O BNDES possui 100% do capital social do BNDESPAR.

O BNDES é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.

Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes

2 – Quantidade e característica dos Valores Mobiliários de emissão da Companhia detidos pelos grupos acionista Controlador, Administradores e Membros do Conselho Fiscal, conforme o artigo 4.2, item III do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da Bovespa.

2.1 – Acionista Controlador e Administradores (Eletrobras):

Acionistas Em 31/12/2010	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Controlador	708.035.780	78,23%	0	0,00%	28.450.314	12,52%	736.486.094	65,04%
Conselho de Administração	420	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	420	0,00%
Diretores	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Conselho Fiscal	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Total	708.036.200	78,23%	0	0,00%	28.450.314	12,52%	736.486.514	65,04%

2.2 - Ações em Circulação (Free Float):

Acionistas Em 31/12/2010	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Outros**	196.987.327	21,77%	146.920	100,00%	198.736.329	87,48%	395.870.576	34,96%

** Já deduzidas as 420 ações ON em poder dos Administradores (Diretores e Membros do Conselho de Administração).

2.3 - Total Geral:

Acionistas Em 31/12/2010	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Total Geral	905.023.527	100,00%	146.920	100,00%	227.186.643	100,00%	1.132.357.090	100,00%

Outras Informações que a Companhia Deve Revelar de emissão da Companhia detidos pelos grupos acionista Controlador, Administradores e Membros do Conselho Fiscal, conforme o artigo 4.2, item IV do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da Bovespa.

3.1 – Acionista Controlador e Administradores (Eletrobras):

Acionistas Em 31/12/2009	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Controlador (União Federal)	708.035.780	78,23%	0	0,00%	33.291.514	14,65%	741.327.294	65,47%
Conselho de Administração	420	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	420	0,00%
Diretores	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Conselho Fiscal	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Total	708.036.200	78,23%	0	0,00%	33.291.514	14,65%	741.327.294	65,47%

3.2 - Ações em Circulação (Free Float):

Acionistas Em 30/09/2009	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Outros*	196.987.327*	21,77%	146.920	100,00%	193.895.129	85,35%	391.029.376	34,53%

* Já deduzidas as 420 ações em poder dos Administradores (Diretores e Membros do Conselho de Administração).

3.3 - Total Geral:

Acionistas Em 30/09/2009	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Total Geral	905.023.527	100,00%	146.920	100,00%	227.186.643	100,00%	1.132.357.090	100,00%

Data base: 31/12/10

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente -

Relatório dos auditores independentes
sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Examinamos as demonstrações financeiras individuais das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras (a "Companhia" ou "Eletrobras") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração
sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião sobre as demonstrações
financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras em 31 de dezembro de 2010, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações
financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2010, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis

adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Continuidade operacional das empresas controladas da distribuição

Chamamos a atenção para a Nota 16 às demonstrações financeiras, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição tem apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 554.323 mil. Essa situação suscita dúvida sobre a continuidade operacional destas empresas. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

As normas de auditoria anteriormente vigentes permitiam divisão de responsabilidade, portanto, os exames das demonstrações financeiras de determinadas empresas coligadas foram conduzidas sob a responsabilidade de outros auditores independentes. Nas demonstrações financeiras da Eletrobras, os investimentos destas empresas coligadas avaliados pelo método de equivalência patrimonial representam com base nas práticas contábeis vigentes na época, investimentos de R\$ 6.359.637 mil em 31 de dezembro de 2009 e a participação nos resultados monta a R\$ 1.383.048 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2009. As demonstrações financeiras da Itaipu Binacional, com ativos totais de R\$ 9.865.700 mil em 31 de dezembro de 2009, incluídas nas informações contábeis consolidadas, foram também examinadas por outros auditores independentes. Nosso relatório, no que se refere aos valores gerados por estas empresas coligadas, estava fundamentado exclusivamente nos relatórios desses outros auditores e continha os seguintes parágrafos de ênfase relacionados com esses investimentos: (a) reembolso referente aos gastos com plano de complementação de aposentadoria pela Lei no. 4.819/1957 na empresa coligada CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista; (b) reconhecimento dos créditos de ajuste na Conta de Resultados a Compensar - CRC referente à complementação e suplementação de aposentadoria de seus funcionários ex-autárquicos conforme decisão judicial favorável das empresas coligadas CEEE - D - Companhia de Estadual de Distribuição de Energia Elétrica e CEEE - GT - Companhia Estadual de Geração e Distribuição de Energia Elétrica; e (c) continuidade normal dos negócios da empresa coligada EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia.

Auditoria dos valores correspondentes ao balanço patrimonial de 1º de janeiro de 2009

O exame das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, cujo balanço patrimonial e as respectivas notas explicativas são apresentadas para fins de comparação, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria com data de 30 de março de 2009, sem ressalvas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Como parte de nossos exames das demonstrações financeiras de do exercício findo em 31 de dezembro de 2010, examinamos também os ajustes descritos na Nota 6 que foram efetuados para alterar o balanço patrimonial e as respectivas notas explicativas de 1º de janeiro de 2009. Em nossa opinião, tais ajustes são apropriados e foram corretamente efetuados. Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício de 2008 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de assecuração sobre as demonstrações financeiras de 2008 tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 13 de maio de 2011.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Guilherme Naves Valle Sergio Eduardo Zamora
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" RJ Contador CRC 1SP168728/O-4 "S" RJ

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório de Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa e do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e seus anexos, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou das proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

Considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício, com base na análise da documentação apresentada, nas informações prestadas pelo Departamento de Contabilidade - DFCe no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, que declara que as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimonial e financeira das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras em 31 de dezembro de 2010, o Conselho Fiscal da Eletrobras entende que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

É de parecer, ainda, que a proposta da Administração da ELETROBRAS, relativamente à destinação do resultado do exercício de 2010, está amparada pelas disposições legais e societárias vigentes.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2001

ÉDISON FREITAS DE OLIVEIRA - PRESIDENTE

CHARLES CARVALHO GUEDES - CONSELHEIRO

DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO - CONSELHEIRO

ANA LUCIA DE PAIVA LORENA FREITAS - CONSELHEIRA

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – PricewaterhouseCoopers, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, em reunião realizada em 11 de maio de 2011.

Rio de Janeiro, 13 de maio de 2011.

Diretoria Executiva Colegiada

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Valter Luiz Cardeal de Souza - Diretor de Geração

Pedro Carlos Hosken Vieira - Diretor de Distribuição

Miguel Colasuonno - Diretor de Administração

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos, em atendimento à INstrução CVM Nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Contábeis da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, tendo sido tomada a resolução no sentido de sua aprovação, sob o número 393/2011, em reunião do colegiado realizada, em 12 de maio de 2011.

Riode Janeiro, 13 de maio de 2011

Diretoria Executiva Colegiada

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeira e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Valter Luiz Cardeal de Souza - Diretor de Gestão

Pedro Carlos Hosken Vieira - Diretor de Distribuição

Miguel Colasuonno - Diretor de Administração