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 9

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011 11

DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010 12

DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009 13

Demonstração do Valor Adicionado 14

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo 16

Balanço Patrimonial Passivo 18

Demonstração do Resultado 21

Demonstração do Fluxo de Caixa 23

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011 25

DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010 26

DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009 27

Demonstração do Valor Adicionado 28

Relatório da Administração 30

Notas Explicativas 67

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais 164

Pareceres e Declarações

Parecer dos Auditores Independentes - Sem Ressalva 167

Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente 169

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras 170

Declaração dos Diretores sobre o Parecer dos Auditores Independentes 171

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2011
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	652.742.192
Preferenciais	0
Total	652.742.192
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	29/07/2011	Dividendo	06/10/2011	Ordinária		1,00807
Reunião do Conselho de Administração	04/11/2011	Juros sobre Capital Próprio	10/02/2012	Ordinária		0,38911
Proposta	07/02/2012	Dividendo		Ordinária		0,79256

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
1	Ativo Total	9.295.883	9.687.063	8.729.163
1.01	Ativo Circulante	1.196.172	1.496.412	1.581.504
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	567.119	796.117	1.093.839
1.01.03	Contas a Receber	418.849	452.690	367.023
1.01.03.01	Clientes	410.903	446.165	354.676
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	7.946	6.525	12.347
1.01.03.02.01	Dividendos de controladas	7.946	6.525	12.347
1.01.04	Estoques	38.883	43.041	39.419
1.01.06	Tributos a Recuperar	87.416	62.633	15.255
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	87.416	62.633	15.255
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	83.905	141.931	65.968
1.01.08.01	Ativos Não-Correntes a Venda	0	23.856	0
1.01.08.01.01	Ativo não corrente à venda	0	23.856	0
1.01.08.03	Outros	83.905	118.075	65.968
1.01.08.03.01	Cauções e depósitos vinculados	32.159	69.665	31.491
1.01.08.03.02	Outros	51.746	48.410	34.477
1.02	Ativo Não Circulante	8.099.711	8.190.651	7.147.659
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	484.565	573.147	659.456
1.02.01.03	Contas a Receber	86.886	86.886	86.886
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	86.886	86.886	86.886
1.02.01.06	Tributos Diferidos	238.935	288.413	279.873
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	238.935	288.413	279.873
1.02.01.08	Créditos com Partes Relacionadas	6.981	6.765	35.654
1.02.01.08.02	Créditos com Controladas	6.981	6.765	35.654
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	151.763	191.083	257.043
1.02.01.09.03	Tributos a recuperar	16.099	28.473	27.861
1.02.01.09.04	Depósitos judiciais	104.059	131.315	193.482
1.02.01.09.05	Outros	31.605	31.295	35.700
1.02.02	Investimentos	2.551.112	2.282.763	1.945.050

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
1.02.02.01	Participações Societárias	2.551.112	2.282.763	1.945.050
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	2.239.831	1.991.020	1.669.992
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	311.281	291.743	275.058
1.02.03	Imobilizado	5.048.182	5.315.270	4.524.915
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	4.966.297	5.238.884	4.412.449
1.02.03.01.01	Imobilizado em Serviço	4.979.832	5.249.107	4.422.844
1.02.03.01.02	Obrigações estimadas	-13.535	-10.223	-10.395
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	81.885	76.386	112.466
1.02.04	Intangível	15.852	19.471	18.238
1.02.04.01	Intangíveis	15.852	19.471	18.238

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2	Passivo Total	9.295.883	9.687.063	8.729.163
2.01	Passivo Circulante	1.216.240	1.885.026	1.072.768
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	53.031	54.084	40.708
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	53.031	54.084	40.708
2.01.02	Fornecedores	219.640	174.086	171.019
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	219.640	174.086	171.019
2.01.03	Obrigações Fiscais	389.912	431.088	381.416
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	381.998	420.038	374.237
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	357.804	394.178	352.376
2.01.03.01.02	Outros	24.194	25.860	21.861
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	7.443	10.461	6.823
2.01.03.02.01	ICMS a pagar	7.443	10.461	6.823
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	471	589	356
2.01.03.03.01	ISS a pagar	471	589	356
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	224.904	944.755	185.294
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	41.364	49.577	67.954
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	23.851	29.461	49.070
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	17.513	20.116	18.884
2.01.04.02	Debêntures	183.540	895.178	117.340
2.01.05	Outras Obrigações	321.113	270.293	281.751
2.01.05.02	Outros	321.113	270.293	281.751
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	220.767	189.509	169.509
2.01.05.02.04	Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	15.626	11.995	43.061
2.01.05.02.05	Concessões a pagar	2.643	2.499	1.857
2.01.05.02.06	Benefícios pós-emprego	36.045	25.939	25.478
2.01.05.02.07	Outras obrigações	46.032	40.351	41.846
2.01.06	Provisões	7.640	10.720	12.580
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	7.640	10.720	12.580
2.01.06.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	3.000	4.000	4.000

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2.01.06.01.04	Provisões Cíveis	4.640	6.720	8.580
2.02	Passivo Não Circulante	2.631.662	2.729.353	3.207.347
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	937.535	979.381	1.853.989
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	629.681	213.417	276.776
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	434.988	19.953	49.243
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	194.693	193.464	227.533
2.02.01.02	Debêntures	307.854	765.964	1.577.213
2.02.02	Outras Obrigações	1.165.587	1.174.116	807.181
2.02.02.02	Outros	1.165.587	1.174.116	807.181
2.02.02.02.03	Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	36.649	40.622	0
2.02.02.02.04	Concessões a pagar	825.730	718.526	307.432
2.02.02.02.05	Benefícios pós-emprego	300.964	409.452	491.657
2.02.02.02.06	Outras obrigações	2.244	5.516	8.092
2.02.03	Tributos Diferidos	404.417	434.845	449.327
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	404.417	434.845	449.327
2.02.04	Provisões	124.123	141.011	96.850
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	124.123	141.011	96.850
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	17.869	32.260	27.568
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	7.996	9.579	12.056
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	98.258	99.172	57.226
2.03	Patrimônio Líquido	5.447.981	5.072.684	4.449.048
2.03.01	Capital Social Realizado	2.445.766	2.445.766	2.445.766
2.03.02	Reservas de Capital	91.695	91.695	91.695
2.03.02.07	Reservas de capital	91.695	91.695	91.695
2.03.04	Reservas de Lucros	2.262.157	1.827.033	1.146.518
2.03.04.01	Reserva Legal	489.153	422.556	361.974
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	1.229.380	1.229.380	702.631
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	26.282	16.827	0
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	517.342	158.270	81.913

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	648.363	708.190	765.069

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	3.540.143	3.141.168	2.823.294
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.535.323	-1.142.568	-1.166.863
3.03	Resultado Bruto	2.004.820	1.998.600	1.656.431
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	145.958	-52.467	-25.937
3.04.01	Despesas com Vendas	-13.330	-13.390	-12.565
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-145.498	-141.723	-132.054
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	119.939	127.540	15.052
3.04.04.01	Reversão de provisões operacionais	104.078	80.674	1.802
3.04.04.02	Ganho em ações judiciais	8.812	45.803	8.392
3.04.04.03	Outras receitas operacionais	7.049	1.063	4.858
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	184.847	-24.894	103.630
3.04.06.01	Equivalência patrimonial	186.690	-22.483	106.340
3.04.06.02	Amortização de ágio/direito de concessão	-1.843	-2.411	-2.710
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	2.150.778	1.946.133	1.630.494
3.06	Resultado Financeiro	-220.848	-236.626	-135.830
3.06.01	Receitas Financeiras	103.919	101.149	69.768
3.06.02	Despesas Financeiras	-324.767	-337.775	-205.598
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.929.930	1.709.507	1.494.664
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-482.294	-497.858	-403.797
3.08.01	Corrente	-463.244	-504.818	-433.043
3.08.02	Diferido	-19.050	6.960	29.246
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	1.447.636	1.211.649	1.090.867
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	1.447.636	1.211.649	1.090.867
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	2,21778	1,85624	1,67121
3.99.02	Lucro Diluído por Ação			
3.99.02.01	ON	2,21778	1,85624	1,67121

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	1.706.778	1.505.896	1.216.165
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	2.285.075	2.247.268	1.863.975
6.01.01.01	Lucro antes dos tributos	1.929.930	1.709.507	1.494.664
6.01.01.02	Depreciação e amortização	368.330	314.194	304.675
6.01.01.03	Resultado de participação societária	-184.847	24.894	-103.630
6.01.01.04	Variação monetária e cambial	84.933	45.518	-82.542
6.01.01.06	Juros	192.433	225.912	242.187
6.01.01.07	Constituição (reversão) de provisões operacionais, líquidas	-99.950	-71.734	11.972
6.01.01.09	Outros	-5.754	-1.023	-3.351
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-578.297	-741.372	-647.810
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	34.399	-78.912	16.365
6.01.02.02	Tributos a recuperar	899	-42.375	2.226
6.01.02.03	Estoque	4.158	-3.621	18.330
6.01.02.04	Cauções e depósitos vinculados e judiciais	79.434	73.961	-18.124
6.01.02.05	Fornecedores	35.837	-7	21.990
6.01.02.06	Imposto de renda e e contribuições sociais pagos	-526.703	-467.783	-447.084
6.01.02.07	Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	-151.837	-174.308	-177.771
6.01.02.08	Benefícios pós-emprego	-23.766	-30.802	-40.250
6.01.02.09	Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	-342	5.972	-11.976
6.01.02.10	Adiantamento de clientes	-3	120	0
6.01.02.11	Outros	-30.373	-23.617	-11.516
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-147.659	-1.256.631	-423.067
6.02.01	Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridas	-107.605	-1.182.485	-313.040
6.02.02	Aplicação no imobilizado	-91.410	-78.961	-110.496
6.02.03	Aplicação no intangível	-3.722	-5.904	-3.603
6.02.04	Dividendos recebidos de controladas	30.531	10.719	4.072
6.02.05	Restituição de capital de controlada	24.547	0	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.788.117	-546.987	-17.879
6.03.01	Recebimentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	430.000	0	1.297.768

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
6.03.02	Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	-1.213.831	-141.617	-789.897
6.03.03	Pagamentos de concessões a pagar	-2.528	-1.883	-1.864
6.03.04	Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	-1.002.366	-536.024	-495.141
6.03.05	Créditos com partes relacionadas	608	32.215	-28.745
6.03.06	Caixa e equivalentes recebidos na incorporação	0	100.322	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-228.998	-297.722	775.219
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	796.117	1.093.839	318.620
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	567.119	796.117	1.093.839

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011

(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	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	359.072	-1.431.411	0	-1.072.339
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-658.014	0	-658.014
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-253.990	0	-253.990
5.04.08	Deividendos pagos	0	0	-158.270	0	0	-158.270
5.04.09	Dividendos adicionais propostos	0	0	517.342	-517.342	0	0
5.04.10	Operação com acionista não controlador	0	0	0	-2.065	0	-2.065
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.447.636	0	1.447.636
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.447.636	0	1.447.636
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	76.052	-16.225	-59.827	0
5.06.04	Reserva legal	0	0	66.597	-66.597	0	0
5.06.05	Reserva de incentivos fiscais	0	0	9.455	-9.455	0	0
5.06.06	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	59.827	-59.827	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	2.262.157	0	648.363	5.447.981

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	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	76.357	-664.370	0	-588.013
5.04.06	Dividendos	0	0	158.270	-158.270	0	0
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-220.000	0	-220.000
5.04.08	Dividendos Intercalares	0	0	0	-286.100	0	-286.100
5.04.09	Dividendos Adicionais de 2009 aprovados em AGO	0	0	-81.913	0	0	-81.913
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.211.649	0	1.211.649
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.211.649	0	1.211.649
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	604.158	-547.279	-56.879	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	543.576	-543.576	0	0
5.06.04	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	56.879	-56.879	0
5.06.05	Reserva legal	0	0	60.582	-60.582	0	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684

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	2.445.766	91.695	633.327	0	0	3.170.788
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	-91.640	0	821.039	729.399
5.02.01	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	0	-91.640	821.039	729.399
5.02.02	Transferência para reservas	0	0	-91.640	91.640	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	541.687	0	821.039	3.900.187
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	81.913	-623.919	0	-542.006
5.04.06	Dividendos	0	0	81.913	-81.913	0	0
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-194.000	0	-194.000
5.04.08	Dividendo intercalares	0	0	0	-348.006	0	-348.006
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.090.867	0	1.090.867
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.090.867	0	1.090.867
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	522.918	-466.948	-55.970	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	522.918	-522.918	0	0
5.06.04	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	55.970	-55.970	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
7.01	Receitas	3.918.110	3.534.525	3.134.019
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.908.292	3.487.659	3.119.941
7.01.02	Outras Receitas	15.861	46.866	14.078
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-6.043	0	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-832.379	-563.425	-725.153
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-519.978	-268.670	-362.644
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-151.956	-136.905	-118.873
7.02.04	Outros	-160.445	-157.850	-243.636
7.02.04.01	Reversão de provisões operacionais, líquida	110.121	80.674	1.802
7.02.04.02	Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-244.460	-217.860	-217.027
7.02.04.03	Outros	-26.106	-20.664	-28.411
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.085.731	2.971.100	2.408.866
7.04	Retenções	-368.330	-314.194	-304.675
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-368.330	-314.194	-304.675
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.717.401	2.656.906	2.104.191
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	288.766	76.255	173.398
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	184.847	-24.894	103.630
7.06.02	Receitas Financeiras	103.919	101.149	69.768
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	3.006.167	2.733.161	2.277.589
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	3.006.167	2.733.161	2.277.589
7.08.01	Pessoal	186.674	176.390	155.715
7.08.01.01	Remuneração Direta	118.104	116.755	96.696
7.08.01.02	Benefícios	37.546	33.164	35.014
7.08.01.03	F.G.T.S.	8.695	7.738	7.076
7.08.01.04	Outros	22.329	18.733	16.929
7.08.01.04.01	Participação nos resultados	22.329	18.733	16.929
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	853.242	865.779	710.608
7.08.02.01	Federais	816.081	811.708	669.098
7.08.02.02	Estaduais	34.849	52.939	40.496

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
7.08.02.03	Municipais	2.312	1.132	1.014
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	225.989	256.713	182.519
7.08.03.01	Juros	197.483	237.157	162.979
7.08.03.02	Aluguéis	12.978	9.496	10.236
7.08.03.03	Outras	15.528	10.060	9.304
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.429.346	1.191.119	1.090.117
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	253.990	220.000	194.000
7.08.04.02	Dividendos	1.175.356	444.370	429.919
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	0	526.749	466.198
7.08.05	Outros	310.916	243.160	138.630
7.08.05.01	Encargos setoriais	182.750	156.332	114.382
7.08.05.02	Encargos sobre concessão a pagar	109.876	66.298	23.498
7.08.05.03	Reserva legal	66.597	60.582	56.720
7.08.05.04	Realização do ajuste a valor justo	-59.827	-56.879	-55.970
7.08.05.05	Reserva de incentivos fiscais	9.455	16.827	0
7.08.05.06	Transação com acionista não controlador	2.065	0	0

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
1	Ativo Total	12.371.221	12.850.288	10.934.389
1.01	Ativo Circulante	1.612.706	1.906.733	1.872.885
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	781.808	1.082.580	1.254.640
1.01.03	Contas a Receber	542.149	531.106	435.292
1.01.03.01	Clientes	542.149	531.106	435.292
1.01.04	Estoques	42.837	46.032	44.652
1.01.06	Tributos a Recuperar	150.792	91.818	72.920
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	150.792	91.818	72.920
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	95.120	155.197	65.381
1.01.08.01	Ativos Não-Correntes a Venda	0	23.057	0
1.01.08.01.01	Ativo não corrente à venda	0	23.057	0
1.01.08.03	Outros	95.120	132.140	65.381
1.01.08.03.01	Cauções e depósitos vinculados	38.923	81.553	33.511
1.01.08.03.02	Outros	56.197	50.587	31.870
1.02	Ativo Não Circulante	10.758.515	10.943.555	9.061.504
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	776.815	872.025	806.242
1.02.01.03	Contas a Receber	86.886	86.886	86.886
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	86.886	86.886	86.886
1.02.01.06	Tributos Diferidos	280.090	328.240	311.330
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	280.090	328.240	311.330
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	409.839	456.899	408.026
1.02.01.09.03	Tributos a recuperar	162.007	219.880	74.482
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos vinculados	90.567	51.244	63.738
1.02.01.09.05	Depósitos judiciais	105.832	133.464	217.309
1.02.01.09.06	Outros	51.433	52.311	52.497
1.02.03	Imobilizado	9.885.151	9.976.009	8.137.229
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	9.255.048	7.719.897	7.773.655
1.02.03.01.01	Imobilizado em serviço	9.268.708	7.730.245	7.784.175
1.02.03.01.02	Obrigações especiais	-13.660	-10.348	-10.520

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	630.103	2.256.112	363.574
1.02.04	Intangível	96.549	95.521	118.033
1.02.04.01	Intangíveis	96.549	95.521	118.033

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2	Passivo Total	12.371.221	12.850.288	10.934.389
2.01	Passivo Circulante	1.559.196	2.259.838	1.406.428
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	53.710	54.881	41.233
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	53.710	54.881	41.233
2.01.02	Fornecedores	234.336	268.851	246.117
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	234.336	268.851	246.117
2.01.03	Obrigações Fiscais	438.507	457.937	411.616
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	411.069	424.481	381.076
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	383.212	398.032	355.732
2.01.03.01.02	Outros	27.857	26.449	25.344
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	26.584	32.225	30.090
2.01.03.02.01	ICMS a pagar	26.584	32.225	30.090
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	854	1.231	450
2.01.03.03.01	ISS a pagar	854	1.231	450
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	417.464	1.094.431	347.753
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	233.924	189.414	221.346
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	216.411	169.298	202.462
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	17.513	20.116	18.884
2.01.04.02	Debêntures	183.540	905.017	126.407
2.01.05	Outras Obrigações	406.564	372.872	347.032
2.01.05.02	Outros	406.564	372.872	347.032
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	221.025	189.509	169.509
2.01.05.02.04	Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	19.390	14.991	48.112
2.01.05.02.05	Concessões a pagar	45.688	42.297	37.419
2.01.05.02.06	Benefícios pós-emprego	36.045	25.939	25.478
2.01.05.02.07	Outras obrigações	84.416	100.136	66.514
2.01.06	Provisões	8.615	10.866	12.677
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	8.615	10.866	12.677
2.01.06.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	3.000	4.000	4.000

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2.01.06.01.04	Provisões Cíveis	5.615	6.866	8.677
2.02	Passivo Não Circulante	5.361.767	5.517.766	5.078.913
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.231.736	3.349.489	3.066.889
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	2.923.882	2.567.145	1.465.106
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	2.729.189	2.373.681	1.237.573
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	194.693	193.464	227.533
2.02.01.02	Debêntures	307.854	782.344	1.601.783
2.02.02	Outras Obrigações	1.574.741	1.579.170	1.424.668
2.02.02.02	Outros	1.574.741	1.579.170	1.424.668
2.02.02.02.03	Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	38.959	41.260	0
2.02.02.02.04	Concessões a pagar	1.220.264	1.092.650	920.055
2.02.02.02.05	Benefícios pós-emprego	300.964	409.452	491.657
2.02.02.02.06	Outras obrigações	14.554	35.808	12.956
2.02.03	Tributos Diferidos	422.699	445.691	459.938
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	422.699	445.691	459.938
2.02.04	Provisões	132.591	143.416	127.418
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	132.591	143.416	127.418
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	17.869	32.260	27.568
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	7.996	9.579	12.056
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	106.726	101.577	87.794
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	5.450.258	5.072.684	4.449.048
2.03.01	Capital Social Realizado	2.445.766	2.445.766	2.445.766
2.03.02	Reservas de Capital	91.695	91.695	91.695
2.03.02.07	Reservas de capital	91.695	91.695	91.695
2.03.04	Reservas de Lucros	2.262.157	1.827.033	1.146.518
2.03.04.01	Reserva Legal	489.153	422.556	361.974
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	1.229.380	1.229.380	702.631
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	26.282	16.827	0
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	517.342	158.270	81.913

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2011	Penúltimo Exercício 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 31/12/2009
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	648.363	708.190	765.069
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	2.277	0	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	4.326.951	4.100.381	3.496.677
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.860.623	-1.888.072	-1.567.320
3.03	Resultado Bruto	2.466.328	2.212.309	1.929.357
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-57.730	-62.157	-152.361
3.04.01	Despesas com Vendas	-16.826	-14.363	-14.831
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-157.060	-159.935	-143.711
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	116.156	112.322	13.077
3.04.04.01	Reversão de provisões operacionais	97.035	66.519	0
3.04.04.02	Ganho em ações judiciais	8.812	45.803	8.392
3.04.04.04	Outras receitas operacionais	10.309	0	4.685
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	0	-181	-6.896
3.04.05.01	Constituição de provisões operacionais	0	0	-6.896
3.04.05.02	Outras despesas operacionais	0	-181	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	2.408.598	2.150.152	1.776.996
3.06	Resultado Financeiro	-373.810	-428.842	-239.789
3.06.01	Receitas Financeiras	133.672	130.627	86.883
3.06.02	Despesas Financeiras	-507.482	-559.469	-326.672
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	2.034.788	1.721.310	1.537.207
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-586.682	-509.661	-446.340
3.08.01	Corrente	-563.125	-532.184	-469.250
3.08.02	Diferido	-23.557	22.523	22.910
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	1.448.106	1.211.649	1.090.867
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	1.448.106	1.211.649	1.090.867
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	1.447.636	1.211.649	1.090.867
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	470	0	0
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	2,21850	1,85624	1,67121
3.99.02	Lucro Diluído por Ação			

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
3.99.02.01	ON	2,21850	1,85624	1,67121

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	2.053.674	1.680.481	1.376.099
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	2.899.101	2.610.419	2.256.763
6.01.01.01	Lucro antes dos tributos	2.034.788	1.721.310	1.537.207
6.01.01.02	Depreciação e amortização	501.099	461.325	424.714
6.01.01.03	Variação monetária e cambial	109.468	98.753	-82.364
6.01.01.04	Juros	340.336	381.560	358.338
6.01.01.05	Constituição (reversão) de provisões operacionais, líquidas	-92.985	-57.704	22.100
6.01.01.06	Outros	6.395	5.175	-3.232
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-845.427	-929.938	-880.664
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	-9.846	-97.660	-47.713
6.01.02.02	Tributos a recuperar	35.625	-82.723	-5.731
6.01.02.03	Estoque	3.195	-1.351	14.136
6.01.02.04	Cauções e depósitos vinculados e judiciais	83.653	57.825	-53.626
6.01.02.05	Ativo disponível para venda	23.057	0	0
6.01.02.06	Fornecedores	-24.808	-49.844	14.951
6.01.02.07	Imposto de renda e contribuição social pagos	-598.664	-489.691	-493.084
6.01.02.08	Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	-267.764	-270.643	-255.649
6.01.02.09	Benefícios pós-emprego	-23.766	-30.802	-40.250
6.01.02.10	Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	2.098	8.140	-12.158
6.01.02.11	Adiantamento de clientes	-33.461	30.645	12.395
6.01.02.12	Outros	-34.746	-3.834	-13.935
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-361.078	-1.094.891	-258.515
6.02.01	Aquisição de investimento, líquido de caixa e equivalentes das empresas adquiridas	0	-791.889	-2.971
6.02.02	Aplicação no imobilizado	-347.321	-296.350	-250.923
6.02.03	Aplicação no intangível	-13.757	-6.652	-4.621
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.993.368	-757.650	-282.949
6.03.01	Recebimento de empréstimos, financiamentos e debêntures	502.799	276.751	1.403.084
6.03.02	Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	-1.418.390	-477.849	-946.796
6.03.03	Pagamento de concessões a pagar	-44.443	-36.602	-14.639

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
6.03.04	Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	-1.002.366	-536.024	-495.141
6.03.05	Créditos com partes relacionadas	0	0	-221.306
6.03.06	Cauções e depósitos vinculados ao serviço da dívida	-30.968	16.074	-8.151
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-300.772	-172.060	834.635
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	1.082.580	1.254.640	420.005
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	781.808	1.082.580	1.254.640

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011

(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	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684	0	5.072.684
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684	0	5.072.684
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	359.072	-1.431.411	0	-1.072.339	1.807	-1.070.532
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-658.014	0	-658.014	-258	-658.272
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-253.990	0	-253.990	0	-253.990
5.04.08	Dividendos pagos	0	0	-158.270	0	0	-158.270	0	-158.270
5.04.09	Dividendos adicionais propostos	0	0	517.342	-517.342	0	0	0	0
5.04.10	Transação com acionista não controlador	0	0	0	-2.065	0	-2.065	2.065	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.447.636	0	1.447.636	470	1.448.106
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.447.636	0	1.447.636	470	1.448.106
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	76.052	-16.225	-59.827	0	0	0
5.06.04	Reserva legal	0	0	66.597	-66.597	0	0	0	0
5.06.05	Reserva de incentivos fiscais	0	0	9.455	-9.455	0	0	0	0
5.06.06	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	59.827	-59.827	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	2.262.157	0	648.363	5.447.981	2.277	5.450.258

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	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048	0	4.449.048
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048	0	4.449.048
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	76.357	-664.370	0	-588.013	0	-588.013
5.04.06	Dividendos	0	0	158.270	-158.270	0	0	0	0
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-220.000	0	-220.000	0	-220.000
5.04.08	Dividendos intercalares	0	0	0	-286.100	0	-286.100	0	-286.100
5.04.09	Dividendos Adicionais de 2009 aprovados em AGO	0	0	-81.913	0	0	-81.913	0	-81.913
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.211.649	0	1.211.649	0	1.211.649
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.211.649	0	1.211.649	0	1.211.649
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	604.158	-547.279	-56.879	0	0	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	543.576	-543.576	0	0	0	0
5.06.04	Reserva legal	0	0	60.582	-60.582	0	0	0	0
5.06.06	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	56.879	-56.879	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	1.827.033	0	708.190	5.072.684	0	5.072.684

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	2.445.766	91.695	633.327	0	0	3.170.788	0	3.170.788
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	-91.640	0	821.039	729.399	0	729.399
5.02.01	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	0	-91.640	821.039	729.399	0	729.399
5.02.02	Transferência para reservas	0	0	-91.640	91.640	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.445.766	91.695	541.687	0	821.039	3.900.187	0	3.900.187
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	81.913	-623.919	0	-542.006	0	-542.006
5.04.06	Dividendos	0	0	81.913	-81.913	0	0	0	0
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-194.000	0	-194.000	0	-194.000
5.04.08	Dividendos Intercalares	0	0	0	-348.006	0	-348.006	0	-348.006
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.090.867	0	1.090.867	0	1.090.867
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.090.867	0	1.090.867	0	1.090.867
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	522.918	-466.948	-55.970	0	0	0
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	522.918	-522.918	0	0	0	0
5.06.04	Realização do ajuste a valor justo do ativo imobilizado	0	0	0	55.970	-55.970	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.445.766	91.695	1.146.518	0	765.069	4.449.048	0	4.449.048

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
7.01	Receitas	5.161.736	4.936.968	4.394.518
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	4.848.480	4.586.133	3.886.319
7.01.02	Outras Receitas	19.121	45.622	13.307
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	300.315	305.213	494.892
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-6.180	0	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.212.663	-1.432.233	-1.450.495
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-618.044	-751.474	-563.380
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-183.778	-168.911	-142.522
7.02.04	Outros	-410.841	-511.848	-744.593
7.02.04.01	Reversão de provisões operacionais, líquida	103.215	66.519	0
7.02.04.02	Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-287.161	-269.087	-263.029
7.02.04.03	Gastos na construção de usinas	-199.282	-267.976	-448.792
7.02.04.04	Outros	-27.613	-41.304	-32.772
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.949.073	3.504.735	2.944.023
7.04	Retenções	-501.099	-461.325	-424.714
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-501.099	-461.325	-424.714
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	3.447.974	3.043.410	2.519.309
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	133.672	130.627	86.883
7.06.02	Receitas Financeiras	133.672	130.627	86.883
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	3.581.646	3.174.037	2.606.192
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	3.581.646	3.174.037	2.606.192
7.08.01	Pessoal	190.334	178.569	158.270
7.08.01.01	Remuneração Direta	121.173	118.684	98.761
7.08.01.02	Benefícios	37.922	33.278	35.213
7.08.01.03	F.G.T.S.	8.910	7.874	7.286
7.08.01.04	Outros	22.329	18.733	17.010
7.08.01.04.01	Participação nos lucros e resultados	22.329	18.733	17.010
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.108.217	1.014.964	844.942
7.08.02.01	Federais	1.010.818	919.778	776.303

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Penúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Antepenúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009
7.08.02.02	Estaduais	94.886	93.693	67.522
7.08.02.03	Municipais	2.513	1.493	1.117
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	450.037	404.113	316.880
7.08.03.01	Juros	314.813	342.182	242.107
7.08.03.02	Aluguéis	15.713	11.982	11.686
7.08.03.03	Outras	119.511	49.949	63.087
7.08.03.03.01	Juros capitalizados	101.033	37.237	46.099
7.08.03.03.02	Outras despesas financeiras	18.478	12.712	16.988
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.429.816	1.191.119	1.090.117
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	253.990	220.000	194.000
7.08.04.02	Dividendos	1.175.356	444.370	429.919
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	0	526.749	466.198
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	470	0	0
7.08.05	Outros	403.242	385.272	195.983
7.08.05.01	Encargos setoriais	213.258	184.853	134.243
7.08.05.02	Encargos sobre concessão a pagar	171.694	179.889	60.990
7.08.05.03	Reserva legal	66.597	60.582	56.720
7.08.05.04	Realização do ajuste a valor justo	-59.827	-56.879	-55.970
7.08.05.05	Reserva de incentivos fiscais	9.455	16.827	0
7.08.05.06	Transação com acionista não controlador	2.065	0	0



Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. (“Tractebel Energia” e a “Companhia”) tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis, acompanhadas dos relatórios dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011. As informações estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Mensagem da Administração

Em 2011, a Tractebel Energia manteve seu histórico de superação de resultados, mesmo diante de um cenário global de crises, mudanças e incertezas político-econômicas. A Companhia alcançou um lucro líquido de R$ 1,45 bilhão, 19,5% maior que o obtido em 2010, e seu EBITDA, sigla em inglês para lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização, apresentou um aumento de 11,4%, uma vez mais demonstrando sua eficiência operacional. Em meio à volatilidade que caracterizou as bolsas de valores no ano, o retorno das ações da Tractebel Energia alcançou 16,2%, frente a um recuo de 18,1% do Ibovespa.

A consolidação da combinação de ativos entre International Power e GDF SUEZ ampliou a projeção internacional do Grupo e da Tractebel Energia e trouxe aprimoramentos para nossos sistemas e controles internos.

Operamos hoje 22 usinas em 12 estados das cinco regiões do país. Obtivemos em 2011 uma disponibilidade global de 98,3% nas plantas que operamos, descontadas as manutenções programadas. Em dezembro, com a entrada em operação da quarta unidade geradora da Usina Hidrelétrica Estreito, nossa capacidade instalada própria total já alcançava 6.690 MW, dos quais 82% provenientes de fontes renováveis: água, vento e biomassa. Permanecemos, pelo 14º ano consecutivo, como a maior geradora privada do país, respondendo por cerca de 7% do consumo brasileiro de energia elétrica.

Mais de 90% da capacidade instalada que operamos têm sua gestão certificada segundo as normas NBR ISO 9001, NBR ISO 14001 e OHSAS 18001, respectivamente da Qualidade, do Meio Ambiente e da Saúde e Segurança no Trabalho. Para fortalecer ainda mais nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável, foi lançada, em 2011, a Política Tractebel Energia sobre as Mudanças Climáticas, que reúne compromissos de ações efetivas contra o avanço dessas mudanças e seus efeitos.



O foco na sustentabilidade, o porte alcançado pela Companhia e suas perspectivas de crescimento foram responsáveis por outro fato importante de 2011: mudamos para uma nova sede, que, como a anterior, fica em Florianópolis, em Santa Catarina. Moderna e dotada de mais tecnologia, a nova sede obedece aos princípios de uma construção sustentável, racionalizando o uso de recursos naturais.

Relativamente à nossa atuação comercial, é importante destacar que o volume de chuvas de 2011 foi um dos maiores já registrados no país, o que aumentou a oferta de energia, ao mesmo tempo em que a crise mundial causou a redução do consumo. Esses dois fatores somados acarretaram preços do mercado de curto prazo bem abaixo dos verificados nos anos anteriores. Entretanto, a estratégia de manter elevados níveis de contratação no médio prazo permitiu à Tractebel Energia proteger suas receitas no ano.

No que se refere ao relacionamento com as comunidades das quais fazemos parte por meio de nossas usinas e sede, 2011 foi especial para a Companhia, em função de uma obra que materializa nossas práticas de responsabilidade social. Em 7 de julho de 2011, inauguramos o Centro de Cultura de Entre Rios do Sul, município-sede da Usina Hidrelétrica Passo Fundo, no Rio Grande do Sul. Construído com o apoio da Tractebel Energia, o Centro, administrado de forma autônoma por uma associação comunitária, oferece auditório para 150 pessoas, biblioteca, sala de inclusão digital, espaço para exposições e oficinas de capacitação profissional. A expectativa é de que o empreendimento represente um marco para o desenvolvimento cultural da região.

A exemplo dos anteriores, 2011 foi um ano de importantes reconhecimentos. Participando pela primeira vez do ranking promovido pelas revistas Você S.A. e Exame, a Tractebel Energia foi eleita uma das melhores 150 empresas para se trabalhar no Brasil. As demonstrações contábeis e o relacionamento com investidores mais uma vez receberam prêmios por sua transparência e qualidade diferenciadas. E, pelo sétimo ano consecutivo, a Companhia se manteve na carteira do ISE – o Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa.

Dentre os desafios do setor elétrico brasileiro em 2012, a renovação de concessões a expirar nos próximos anos é uma questão que requer responsabilidade. Será primordial uma definição que leve em conta a necessidade de expansão do mercado e seu equilíbrio no longo prazo. Faz-se também necessário garantir uma competição responsável nos leilões de novos empreendimentos que seja capaz de viabilizar a sustentabilidade do setor elétrico, principalmente na sua dimensão econômica, sem prejuízo das dimensões social e ambiental.



Tractebel Energia
GDF SUEZ

O ano de 2012 trará muitas oportunidades. O Brasil é rico em recursos hídricos e possui uma experiência inquestionável na implantação e operação de empreendimentos hidrelétricos. Contar com uma base hídrica na matriz energética possibilita uma incomparável flexibilidade operacional por meio de fontes renováveis. Esse fato nos leva a recomendar que volte a ser considerada, em complemento às hidrelétricas a fio d'água, a implantação de usinas com reservatórios, o que possibilitaria reduzir a entrada em operação de plantas a combustíveis fósseis. São também privilégios do país a grande disponibilidade de biomassa, ventos e raios solares, e a complementaridade que essas fontes também renováveis representam para a hidreletricidade. Eventos como a Rio+20 e o Fórum Mundial da Água, que ocorrerão em 2012, são oportunidades para o Brasil explorar esses temas e demonstrar que planeja, implanta e opera sua matriz energética de forma sustentável.

No que a tange à Tractebel Energia, pretendemos continuar ampliando nosso parque gerador majoritariamente por meio dessas fontes. A matriz da Companhia possui diversificação e complementaridade semelhantes à da brasileira, o que nos permite inovar também na estratégia comercial. Está em nossos planos ampliar a carteira de clientes especiais e intensificar nossa presença como comercializadora.

Na implantação dos empreendimentos que já fazem parte da carteira da Companhia, 2012 traz dois desafios principais. Um deles é a conclusão dos novos parques eólicos no Piauí e no Ceará, com potência total de 145,4 MW, que trazem uma importante inovação: sua energia será ofertada ao promissor mercado de clientes especiais – aqueles com demanda superior a 500 kW. O outro é a operação da totalidade das unidades geradoras da hidrelétrica Estreito. Ambos incluem iniciativas em prol do desenvolvimento regional sustentável adicionais aos compromissos de licenciamento.

Além disso, três novos centros de cultura estão em implantação, com o apoio da Tractebel Energia: um em Quedas do Iguaçu, no Paraná, sede da Usina Hidrelétrica Salto Osório, outro em Alto Bela Vista, em Santa Catarina, região da Usina Hidrelétrica Itá e o terceiro em Capivari de Baixo, também em Santa Catarina. Este último faz parte do Parque Ambiental Jorge Lacerda, que conta com uma área de 50 hectares e que, além do centro de cultura, inclui ciclovias, trilhas, museu e concha acústica, dentre outros atrativos de lazer, cultura e educação ambiental para a região.



Por princípio e como em todos os anos, fazemos questão de dividir com nossos públicos o mérito dos êxitos alcançados em 2011. Concluímos esta mensagem expressando nosso otimismo para a superação de desafios e o compromisso do nosso empenho para que 2012 seja mais um ano de sucesso para a Tractebel Energia.

Manoel Arlindo Zaroni Torres

Diretor-Presidente

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

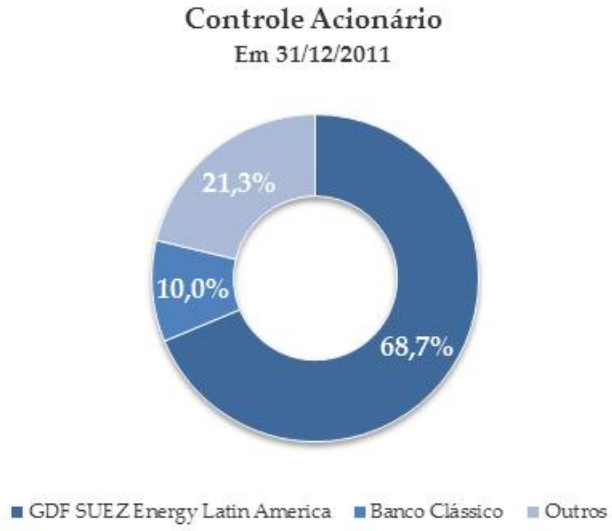
1_Perfil Institucional

A Tractebel Energia, maior empresa privada do Brasil no setor elétrico, atua na geração e comercialização de energia, por meio da implantação e operação de usinas.

Com sede em Florianópolis, Santa Catarina, e em operação no setor desde 1998, a Companhia apresenta um capital social de R$ 2.445,8 milhões, composto por 652.742.192 ações ordinárias que negocia regularmente no Novo Mercado da BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código TBLE3.

Além disso, a Tractebel Energia negocia ADRs (*American Depositary Receipts*) Nível I no mercado de balcão norte-americano sob o código TBLEY, de acordo com a relação de um ADR para cada ação ordinária.

A Companhia é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), empresa controlada indiretamente pela International Power - GDF SUEZ, que detém 68,7% das ações. Esta, por sua vez, é controlada pelo grupo franco-belga GDF SUEZ, um dos líderes mundiais em energia, água e gestão de resíduos. No setor elétrico, o grupo conta com participação em ativos que totalizam 114,5 GW de capacidade instalada, sendo o maior produtor independente de energia do mundo, e atua em toda a cadeia de valor da energia, em eletricidade e gás natural, tanto na exploração e produção quanto no transporte, distribuição e comercialização.





1.1_Parque Gerador

O parque gerador da Tractebel Energia é composto por 22 usinas, localizadas em 12 estados nas cinco regiões do país, e possuirá, após a entrada em operação de todas as unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), uma capacidade instalada própria de 6.908 MW. Ao final de 2011, quatro das oito unidades geradoras da UHE Estreito haviam entrado em operação e a motorização completa da Usina está prevista para o decorrer de 2012. Todas as usinas do parque gerador são operadas pela Tractebel Energia, sendo que a Companhia controla integralmente 18 usinas e detém participação na exploração por meio de consórcio nas outras quatro - as usinas hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a biomassa Ibitiúva Bioenergética -, representando uma capacidade instalada total de 8.630 MW.

Parque gerador e capacidade instalada da Tractebel Energia em 2011

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0
Itá *	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.126,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0
Estreito *	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	435,6
Machadinho *	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	403,9
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1
Total de fonte hidrelétrica			**5.559,7**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda **	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72,0
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	66,0
Total de fonte termelétrica			**1.185,0**
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	25,6
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7
Ibitiúva Bioenergética *	Biomassa	Pitangueiras (SP)	21,2
Areia Branca	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0
Total de fontes complementares			**162,9**
Total			**6.907,6**

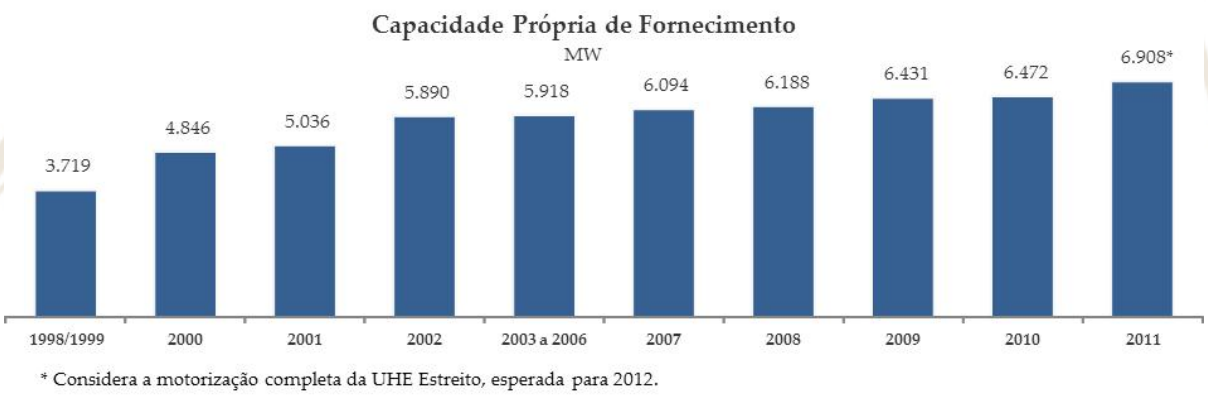
(*) Parte da Tractebel Energia.

(**) Complexo Termelétrico composto por 3 usinas.

1.2_Expansão do Parque Gerador

Em 2011, entraram em operação quatro unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito, um dos maiores projetos de geração do Brasil, localizada entre os municípios de Estreito (MA), Palmeiras do Tocantins (TO) e Aguiarnópolis (TO).

A capacidade instalada em operação da Usina ao final de 2011, portanto, alcançou 543,5 MW, sendo 217,8 MW a parte referente à participação da Tractebel Energia no consórcio que opera a Usina. É prevista, em 2012, a entrada em operação das quatro unidades restantes da usina, que elevarão a capacidade instalada total da usina para 1.087 MW, compondo assim a capacidade de fornecimento própria de 6.908 MW da Companhia.



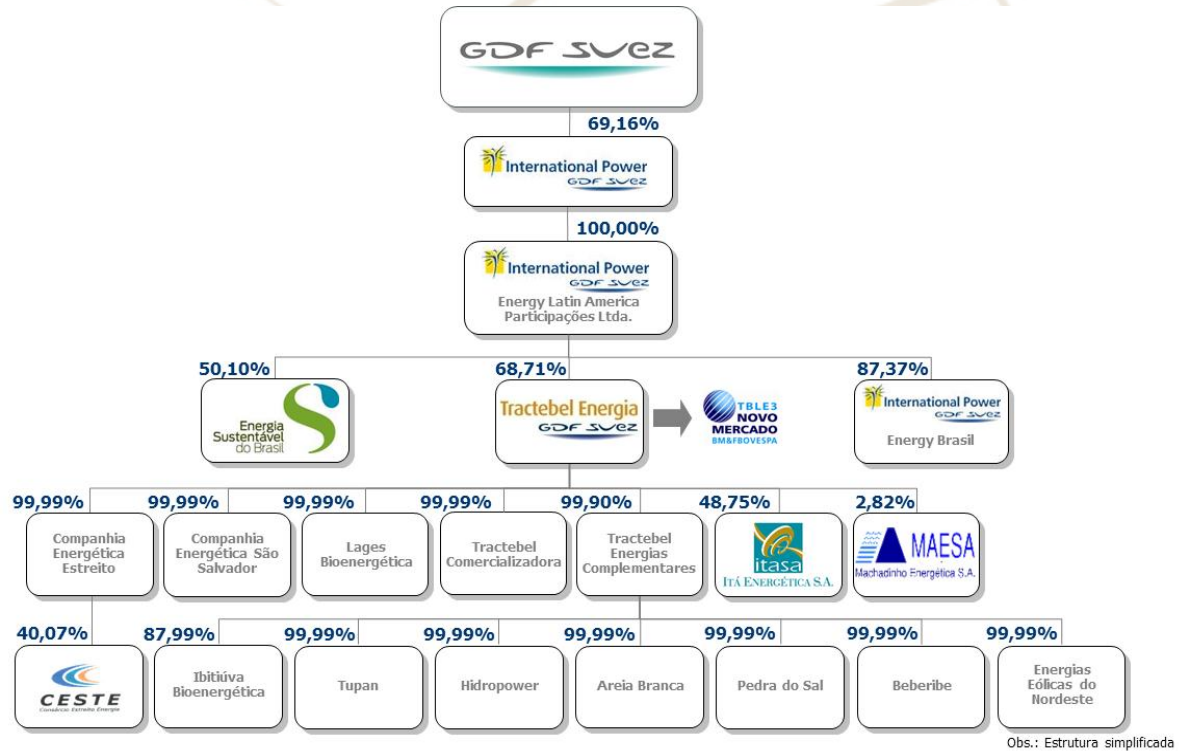
* Considera a motorização completa da UHE Estreito, esperada para 2012.

2_Estrutura Societária

A Tractebel Energia detém o controle direto das seguintes empresas: Companhia Energética Estreito, Companhia Energética São Salvador, Lages Bioenergética Ltda., Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. Essa última é responsável, especificamente, pela intermediação e operação de compras, vendas, importações e exportações de energia elétrica no mercado de livre negociação.

A Companhia possui também as seguintes participações: (i) 2,82% na Machadinho Energética S.A. (Maesa) e 19,28% no Consórcio Machadinho, ambos responsáveis pela exploração da Usina Hidrelétrica Machadinho; (ii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), por meio da participação detida pela Companhia Energética Estreito, responsável pela exploração da Usina Hidrelétrica Estreito; (iii) 72,90% no Consórcio Andrade, responsável pela exploração da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, através da controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A., na qual a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. detém 87,99% do capita social.

Organograma Societário Simplificado em 31/12/2011



Adicionalmente, com participação de 48,75%, a Tractebel Energia possui o controle compartilhado da Itá Energética S.A. (Itasa), empresa que detém por meio de consórcio, junto com a própria Tractebel Energia, a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica Itá e que possui 60,50% do Consórcio Itá, responsável pela construção do empreendimento. Somando a participação da Companhia no controle da Itasa à sua participação direta de 39,50% tem no Consórcio, a Tractebel Energia detém 68,99% da Usina Hidrelétrica Itá. O controle compartilhado da Itasa é regido por acordo de acionistas e as decisões de interesse comum do Consórcio Itá são tomadas por um comitê gestor, conforme definido no Contrato de Constituição do Consórcio, composto por quatro membros, sendo dois representantes da Tractebel Energia.



3_Ambiente Macroeconômico

Os indicadores macroeconômicos brasileiros sofreram forte influência do agravamento da crise financeira da zona do euro em 2011. Após um cenário de retomada do crescimento, em 2010, o comportamento dos mercados globais voltou a frear a expansão da economia brasileira no ano de 2011.

Segundo o relatório Focus divulgado pelo Banco Central (BC) na primeira semana de 2012, o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) deve chegar a 2,9% em 2011, forte desaceleração de 4,6 pontos percentuais (p.p.) em relação ao valor anterior, que era de 7,5%.

Durante o período, além das perspectivas de piora do cenário macroeconômico devido à turbulência internacional, a grande oferta de crédito e baixo desemprego no Brasil ao final de 2010 causaram pressões inflacionárias, que se refletiram na alta dos preços no decorrer de 2011.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), alcançou o teto da meta do Governo de 4,5%, totalizando 6,5% ao ano, segundo dados divulgados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 0,6 ponto percentual acima da taxa registrada em 2010, de 5,9%.

Esse cenário também foi decisivo para a definição da taxa Selic, que fechou 2011 com o juro básico a 11,0% ao ano, após consecutivos cortes do Governo Federal visando estimular a economia afetada pela crise internacional, se mantendo praticamente estável em relação a 2010, quando encerrou em 10,75% ao ano.

Apesar da queda do ritmo de crescimento, a economia brasileira se mostrou forte. Esse ambiente intensificou a entrada da moeda norte-americana no Brasil e o resultado do fluxo cambial brasileiro foi positivo em US$ 65,27 bilhões em 2011, segundo o BC. Esse resultado foi aproximadamente 170,0% maior do que o obtido em 2010 e o segundo maior superávit observado no país, atrás apenas do resultado positivo de US$ 87,45 milhões em 2007.

Ainda assim, apesar de o dólar atingir a cotação mínima desde 1999, em julho de 2011, o aumento da aversão a risco internacional fez a cotação disparar no último semestre do período, fechando 2011 a R$ 1,8758, uma valorização de 12,6%. Essa mesma aversão ao risco decorrente da crise europeia e norte-americana fez com que o Índice Bovespa (Ibovespa), depois de se manter estável com ligeira alta de 1,0% em 2010, registrasse queda de 18,1% no ano.



4_Consumo de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica no Brasil em 2011 aumentou em 3,6%, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), passando dos 415,2 mil GWh de eletricidade na rede em 2010 para 430,1 mil GWh em 2011, montante que representa a maior carga já demandada do Sistema Interligado Nacional (SIN) na história do Brasil.

Essa evolução foi observada em todas as classes, sendo que o crescimento do setor comercial foi de 6,3%, do residencial de 4,6%, do industrial de 2,3% e dos demais setores de 2,4%.

No ano, todas as regiões do país apresentaram aumento no consumo em relação a 2010, sendo que o Sudeste acumulou alta de 3,5%, o Nordeste de 0,8%, o Norte de 5,4%, o Sul de 4,2% e a maior alta, de 8,3%, no Centro Oeste, impulsionada pela entrada em operação de indústria extrativa mineral e, em menor medida, o reaquecimento das atividades dos frigoríficos.

5_Desempenho Operacional

5.1_ Disponibilidade

Em 2011, as usinas operadas pela Tractebel Energia alcançaram o patamar de 98,3% de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas, sendo 98,6% na geração hidrelétrica, 97,2% na termelétrica e 93,4% nas usinas complementares, ou seja, PCHs, eólicas e as térmicas movidas a biomassa. Consideradas todas as paradas, a disponibilidade global no ano foi de 92,6%, sendo 93,7% para as hidrelétricas, 87,8% para as termelétricas e 85,8% para as complementares.

A Tractebel Energia quebrou em 2011 novamente seu recorde de geração instantânea das usinas que opera, precisamente às 13h40min do dia 11 de novembro, com 7.951 MW, equivalente a um fator de capacidade de 91,8%.



5.2_Produção

No período de 12 meses de 2011, a produção total de energia elétrica alcançou 45.023 GWh (5.140 MW médios), sendo 40.718 GWh (4.648 MW médios) provenientes das hidrelétricas, 3.701 GWh (422 MW médios) das termelétricas e 604 GWh (69 MW médios) das usinas complementares. Em comparação a 2010, houve um aumento de geração total, de quase 5%, constituindo-se em novo recorde de geração anual da Companhia, o que pode ser atribuído em grande parte a um período favorável de chuvas e a entrada em operação de algumas unidades geradoras da UHE Estreito. O incremento de geração nas usinas hidrelétricas foi de 9,9%; nas termelétricas, houve uma redução de 31,7%; e nas complementares, um aumento de 16,6%.

Cabe ressaltar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma forma, a redução daquele tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Essa característica deve-se à adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre os seus participantes.

Com relação à geração termelétrica da Companhia, o seu aumento reduz a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

5.3_Clientes

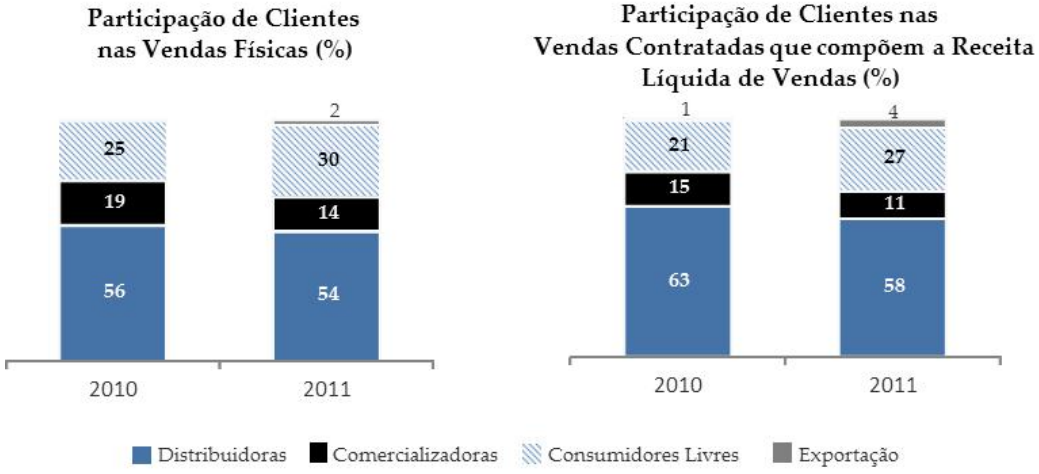
A estratégia da Tractebel Energia busca manter um portfólio eficiente de clientes, com base em três ações principais: diversificação do portfólio; flexibilidade de negociação e contratação; e fidelização de clientes.

A diversificação de seu portfólio, que tem como objetivo principal a diluição de riscos, se dá entre os diferentes mercados – regulado (distribuidoras), livre (clientes cujas demandas de energia elétrica os desobrigam de adquiri-la de distribuidoras – superiores a 3,0 MW) e clientes especiais (com demandas superiores a 0,5 MW). Dentro desses tipos de cliente, a Tractebel Energia atende ainda aos diferentes segmentos do mercado livre (química, automóveis, papel e celulose e outros) e dos clientes especiais (supermercados, hospitais e outros).

Mantendo um relacionamento estreito com esses clientes, a Companhia adota uma política ativa de fidelização que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, atendendo assim a demandas específicas de cada um com flexibilidade de negociação e contratação. Adicionalmente, um dos serviços prestados no âmbito dessa política é o diagnóstico de eficiência energética, cujo objetivo é garantir máxima eficiência na utilização da energia de clientes selecionados. Com isso, a Companhia alcança padrão diferenciado de relacionamento com esses clientes, ao mesmo tempo em que atua na otimização dos volumes de energia disponibilizados para venda.

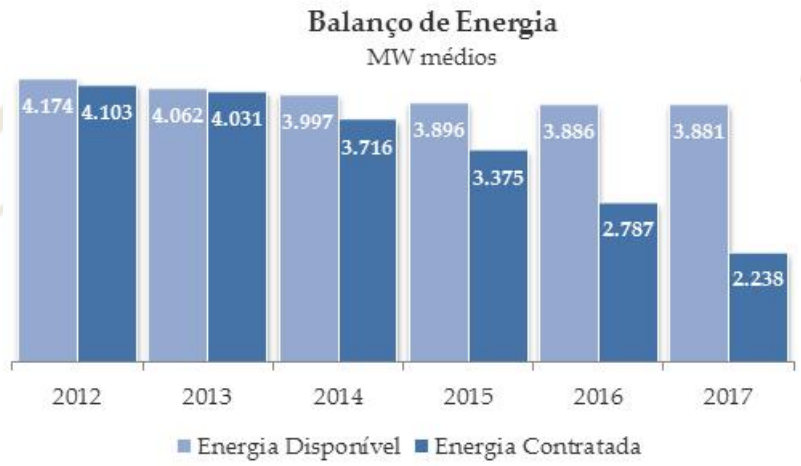
Esses pilares estratégicos na gestão de clientes dão à companhia maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, com o objetivo de obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no mercado livre.

Em 2011, a presença de consumidores livres no portfólio da Companhia apresentou crescimento, alcançando 29,8% das vendas físicas e 26,7% da receita líquida de vendas, representando aumentos de 4,8 p.p. e 5,3 p.p., respectivamente, em comparação a 2010.



5.4_ Balanço de Energia

A estratégia de comercialização da Companhia prevê a venda gradativa da energia, disponível ao longo de um período de cinco anos, para determinado ano, amortecendo assim o risco de ficar exposto ao preço spot (Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) daquele ano. Essas vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado se mostra com maior propensão a comprar.



Ao final de 2011, a análise dos dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda em vigor resulta no balanço de energia a seguir, que mostra a contratação quase total de sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, até 2013.

6_ Desempenho Econômico-Financeiro

6.1_ Receitas

Receita Líquida de Vendas

Em 2011, a receita líquida de vendas foi de R$ 4.327,0 milhões, 5,5%, ou R$ 226,5 milhões, superior aos R$ 4.100,4 milhões apurados em 2010. Essa elevação decorreu essencialmente da combinação do que segue: (i) acréscimo de R$ 330,7 milhões em função da elevação do preço médio de venda e aumento de R$ 123,0 milhões relativo à exportação de energia para a Argentina e Uruguai; (ii) aumento de R$ 86,6 milhões em consequência da entrada em operação da UHE Estreito; (iii) queda de R$ 171,9 milhões em razão da redução do resultado nas transações realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iv) redução de R$ 146,0 milhões em decorrência do menor volume de venda de energia, o que está relacionado com a diminuição da energia comprada para revenda.

- **Preço médio líquido de venda**

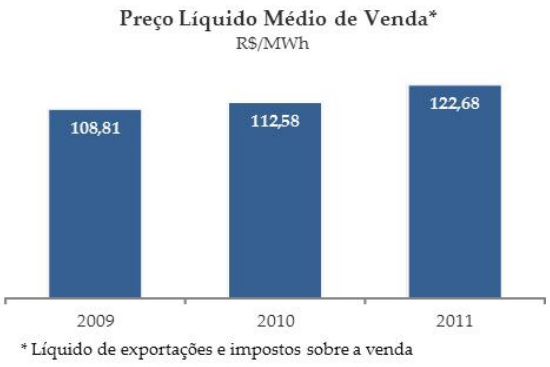
O preço médio de venda de energia, excluídos os impostos e a exportação, nos doze meses de 2011 foi de R$ 122,68/MWh, elevação de 9,0% em relação ao ano de 2010, que foi de R$ 112,58/MWh.

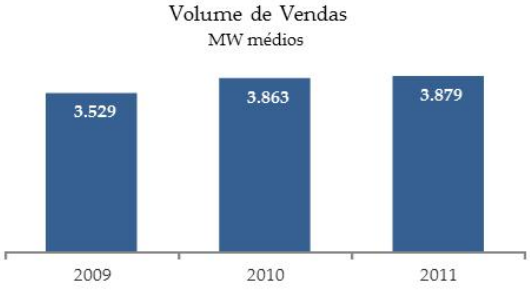
O acréscimo dos preços foi resultante da atualização monetária dos contratos existentes bem como dos maiores preços praticados nos novos contratos para os consumidores livres e comercializadoras de energia.

- **Volume de vendas**

Em 2011, o volume de vendas atingiu 33.984 GWh (3.879 MW médios), 0,4% superior aos 33.838 GWh (3.863 MW médios) vendidos no ano anterior. Desconsiderando-se a exportação de energia, que saltou de 135 GWh (15 MW médios) em 2010 para 824 GWh (94 MW médios) em 2011, haveria uma redução no volume de vendas de 1,6% entre os anos analisados. Essa contração decorreu da associação dos seguintes principais fatores: (i) redução de 751 GWh (86 MW médios) no suprimento de energia para distribuidoras, refletindo (i.i) o término de contratos bilaterais assinados anteriormente aos leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); (i.ii) o início do suprimento no ACR da energia da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHE São Salvador); e (i.iii) a maior demanda de energia dos contratos existentes; (ii) decréscimo de 1.470 GWh (168 MW médios) nas vendas para comercializadoras; e (iii) elevação de 1.678 GWh (192 MW médios) na quantidade vendida para consumidores livres.









Comentários sobre as variações da receita líquida de vendas, por natureza de conta

a) Suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia - aquela originária da venda a distribuidoras e comercializadoras - alcançou R$ 2.941,1 em 2011, valor 1,3% abaixo dos R$ 2.980,1 milhões obtidos em 2010. Essa queda foi motivada pela associação dos seguintes principais fatores: (i) redução de 751 GWh (86 MW médios) no volume de vendas para distribuidoras, equivalente a R$ 98,8 milhões, em razão da combinação do término de contratos assinados anteriormente aos leilões no ACR, do início do suprimento no ACR da UHE São Salvador e do acréscimo da energia vendida; (ii) decréscimo de 1.470 GWh (168 MW médios) na quantidade vendida para comercializadoras, correspondente a R$ 138,0 milhões, em função essencialmente da não renovação de contratos vencidos; e (iii) acréscimo de R$ 136,7 milhões e de R$ 61,2 milhões, em função do aumento de 5,7% e de 12,5% dos preços médios líquidos de venda para distribuidoras e comercializadoras, respectivamente, em consequência dos reajustes de preço pelos índices de inflação e das vendas por preços médios maiores do que os anteriormente praticados.

b) Fornecimento de energia elétrica

A receita de fornecimento de energia - aquela originária de vendas a consumidores livres - cresceu 38,0% na comparação entre os anos em análise, passando de R$ 816,7 milhões em 2010 para R$ 1.126,9 milhões em 2011. Essa expansão decorreu do que segue: (i) elevação de R$ 135,7 milhões em razão do aumento de 15,1% do preço médio líquido de venda; e (ii) venda adicional de 1.678 GWh (192 MW médios), equivalentes a R$ 174,5 milhões, advindo de novas contratações e da ampliação do consumo dos clientes industriais, absorvendo, assim, parte da energia descontratada junto às distribuidoras e comercializadoras, conforme já observado no item "Suprimento de energia elétrica".

c) Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2011, a receita líquida auferida nas transações na CCEE foi de R$ 88,0 milhões, redução de R$ 171,9 milhões em relação aos R$ 259,9 milhões obtidos no ano de 2010.

Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas a seguir no item "Detalhamento das operações na CCEE".



d) Exportação de energia elétrica

No acumulado de 2011, a exportação de energia, para a Argentina e o Uruguai, atingiu R$ 153,1 milhões, ampliação de R$ 123,0 milhões em relação ao total exportado em 2010, que foi de R$ 30,1 milhões. Cabe considerar que o volume de exportação de energia de cada usina do Sistema Elétrico Brasileiro é definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com base na disponibilidade das usinas e levando-se em consideração os menores custos declarados das mesmas.

6.2_ Custos da Venda de Energia e Serviços

No ano de 2011, os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 1.860,6 milhões, 1,4%, ou R$ 27,5 milhões, inferiores aos R$ 1.888,1 milhões registrados em 2010. Essa variação decorre essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

a) **Energia elétrica comprada para revenda:** queda de R$ R$ 202,2 milhões, ou 1.883 GWh (215 MW médios), no ano de 2011 quando comparado com 2010, em virtude do vencimento de contratos de compra de energia e do menor volume de novas contratações. Os preços médios de compra permaneceram praticamente estáveis entre os anos comparados. A redução do volume de compra foi parcialmente compensada com a geração decorrente do início da operação comercial da UHE Estreito, que agregou energia adicional para venda de 676 GWh (115 MW médios) no ano.

b) **Transações no âmbito da CCEE:** entre os exercícios de 2011 e 2010, os custos com estas transações cresceram R$ 16,1 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

c) **Combustíveis para produção de energia elétrica:** na comparação entre os anos de 2011 e 2010, esses custos cresceram R$ 47,7 milhões, resultado principalmente da combinação do que segue: (i) elevação de R$ 77,6 milhões no custo relativo ao consumo de carvão mineral utilizado na geração de energia para exportação; (ii) queda de R$ 28,6 milhões no custo com gás natural, em virtude da redução do despacho da Usina Termelétrica William Arjona em 2011, para atendimento à necessidade energética do sistema elétrico nacional; e (iii) menor consumo de biomassa em R$ 2,4 milhões para geração da Usina de Cogeração Lages.



d) **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** incremento de R$ 18,1 milhões em 2011 se comparado com o ano anterior, decorrente do reajuste da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), por conta do processo de revisão tarifária das transmissoras, e do início da cobrança da TUST da UHE Estreito.

e) **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R$ 25,7 milhões entre 2011 e 2010, resultado da elevação da geração hidrelétrica, do reajuste tarifário anual e do início da incidência desse encargo sobre a energia gerada com o início da operação da UHE Estreito.

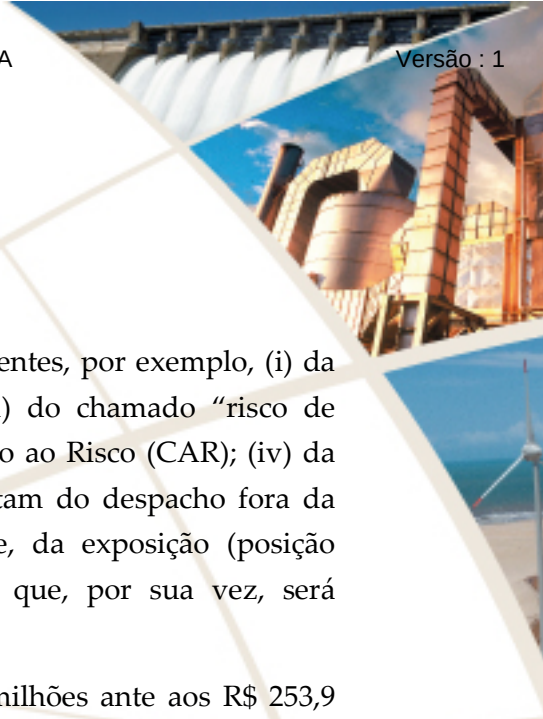
f) **Pessoal:** aumento de R$ 12,1 milhões entre os exercícios analisados, em razão, fundamentalmente, do reajuste anual da remuneração dos empregados e, em menor proporção, da ampliação do quadro de pessoal, em consonância com o crescimento dos negócios da Companhia.

g) **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 12,8 milhões na comparação entre os anos de 2011 e 2010, em virtude, substancialmente, da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia e, em menor proporção, por serviços de consultorias ambientais e de engenharia nas unidades geradoras.

h) **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 39,5 milhões na comparação entre os anos analisados, em razão, principalmente, do início da operação comercial da UHE Estreito e da conclusão de obras de revitalização de determinadas usinas.

6.3_ Detalhamento das Operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.



Genericamente estes elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do chamado "risco de submercado"; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (v), naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Em 2011, o resultado líquido positivo apurado foi de R$ 66,0 milhões ante aos R$ 253,9 milhões obtidos em 2010, representando um decréscimo de R$ 187,9 milhões entre os anos analisados.

A redução do resultado líquido positivo apresentado entre os anos em análise decorreu, em especial, da combinação dos seguintes principais fatores: (i) crescimento da posição compradora na CCEE em decorrência, principalmente, do aumento da exposição termelétrica, resultado da menor demanda por essa fonte de energia pelo sistema elétrico brasileiro, compensado parcialmente (ii) pelo maior volume de energia secundária - geração hidrelétrica superior à média da energia assegurada do sistema; e (iii) pelo acréscimo da receita no MRE em consequência da ampliação do volume de geração de energia hidrelétrica.

Os efeitos mencionados nos itens (i) e (ii) foram atenuados pela redução do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Este último apresentou médias de R$ 69,99/MWh em 2010 e R$ 29,55/MWh em 2011.

6.4_ Despesas Gerais e Administrativas

No ano de 2011, as despesas gerais e administrativas foram de R$ 157,1 milhões, decréscimo de R$ 2,8 milhões, ou 1,8%, em relação às de 2010, que foram de R$ 159,9 milhões. Essa variação decorreu principalmente da reversão da provisão de R$ 7,3 milhões relativa a serviços de consultoria que não serão cobrados pelo prestador do serviço, combinado com o acréscimo das despesas com pessoal e material no montante de R$ 4,8 milhões.

6.5_Ganho em Ação Judicial

Em 2010, a Companhia reconheceu um ganho não recorrente de R$ 45,8 milhões, em razão de decisão favorável em ação judicial que pleiteou o direito da Companhia apurar pelo regime cumulativo o PIS e a Cofins sobre receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo.

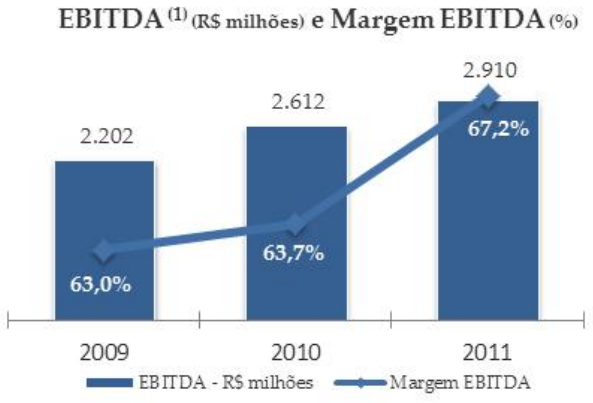
Em 2011, a Companhia reconheceu o complemento do ganho acima mencionado, no valor de R$ 8,8 milhões.

6.6_ Reversões de Provisões Operacionais, Líquidas

No acumulado de 2011, o incremento das reversões de provisões, líquidas de constituições, foi de R$ 30,5 milhões, consequência da combinação do seguinte: (i) reversão no ano de R$ 18,4 milhões devido à decisão judicial em favor da Companhia em processo cujo objeto era a pressuposta falta de recolhimento de encargos previdenciários sobre determinadas verbas remuneratórias creditadas a empregados, e revisão de valores referentes às provisões para riscos tributários, administrativos e previdenciários; (ii) reversão de R$ 17,3 milhões em função do acordo judicial firmado com parte dos reclamantes, em ação onde se pleiteava o desbloqueio do teto previdenciário para fins de revisão dos valores de aposentadoria pagos pela fundação de previdência privada patrocinada pela Companhia; (iii) reversão de R$ 11,6 milhões de provisão atuarial para pagamento benefícios pós-emprego; (iv) complemento de provisão de R$ 5,8 milhões em ação relativa a liquidação de transações pendentes à época do racionamento de energia elétrica; (v) constituição de provisão para devedores duvidosos de R$ 6,2 milhões sobre valores a receber de comercializadora que foi excluída da CCEE por motivo de inadimplência.

6.7_ EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA no ano de 2011 atingiu R$ 2.909,7 milhões, 11,4% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 2.611,5 milhões. As margens EBITDA nos anos de 2011 e 2010 foram de 67,2% e 63,7%, respectivamente.



(1) EBITDA representa: lucro operacional + resultado financeiro + depreciação e amortização.



A fim de possibilitar a reconciliação do resultado operacional com o EBITDA, apresentamos a tabela abaixo:

EBITDA				
Em milhares de reais	**2009**	**2010**	**2011**	**Variação 2011/2010**
Resultado Operacional	1.537.207	1.721.310	2.034.788	18,2%
(+/-) Resultado Financeiro	239.789	428.842	373.810	(12,8%)
(+) Depreciação e Amortização	424.714	461.325	501.099	8,6%
EBITDA	**2.201.710**	**2.611.477**	**2.909.697**	**11,4%**

6.8_ Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no exercício de 2011, as receitas financeiras passaram de R$ 130,6 milhões para R$ 133,7 milhões, aumento de R$ 3,1 milhões. A variação deve-se à associação do que segue: (i) reconhecimento de juros de R$ 11,6 milhões, relativo à atualização de crédito de PIS e Cofins originário de decisão judicial favorável à Companhia; (ii) recuo de R$ 2,6 milhões na renda sobre as aplicações financeiras devido ao menor volume de recursos aplicados e à queda das taxas de juros; (iii) redução de R$ 3,4 milhões na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios; e (iv) queda de R$ 2,7 milhões nos encargos sobre contas a receber.

Despesas financeiras: em base anual as despesas reduziram de R$ 559,5 milhões em 2010 para R$ 507,5 milhões em 2011, ou seja, R$ 52,0 milhões. Essa baixa decorreu da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 39,7 milhões nos juros sobre dívidas, em decorrência das amortizações e de pré-pagamento de dívidas parcialmente substituídas por empréstimos com juros inferiores aos anteriormente contratados; (ii) decréscimo de R$ 28,9 milhões na variação monetária sobre dívidas, consequência da liquidação de debêntures indexadas a índices de inflação, bem como da redução da variação dos índices de inflação; (iii) redução de R$ 6,4 milhões nos encargos sobre o passivo atuarial da Companhia; (iv) aumento de R$ 33,3 milhões na despesa com variação cambial sobre as dívidas em moeda estrangeira; e (v) crescimento de R$ 12,7 milhões nos juros sobre as concessões a pagar. Além desses efeitos, no ano de 2010 a Companhia reconheceu uma perda não recorrente de R$ 20,2 milhões, em decorrência de decisão desfavorável a anistia fiscal pretendida pela Companhia de juros e multa sobre débitos parcelados de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cujo montante não tinha sido provisionado em virtude de a Companhia ter obtido decisão favorável em instâncias anteriores.

Tractebel Energia
GDF SUEZ

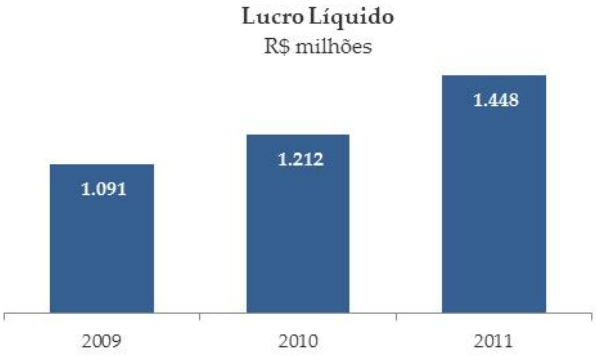
6.9_ Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL passaram de R$ 509,7 milhões em 2010 para R$ 586,7 milhões em 2011, crescimento de R$ 77,0 milhões, resultante, substancialmente, do aumento do lucro antes dos tributos, deduzido do crédito de juros sobre o capital próprio realizado nos últimos trimestres de cada ano.

6.10_ Lucro Líquido

O lucro líquido de 2011 atingiu R$ 1.448,1 milhões, superior em R$ 236,5 milhões, ou 19,5%, ao registrado no ano de 2010, que foi de R$ 1.211,6 milhões.

O crescimento do lucro decorreu essencialmente da combinação dos seguintes principais fatores já comentados ao longo deste relatório: (i) elevação do preço médio líquido de venda; (ii) ampliação da exportação de energia no ano; (iii) resultado positivo obtido com o início da operação comercial da UHE Estreito; (iv) redução das compras de energia para revenda; (v) queda do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (vi) ganho não recorrente em ação judicial, (vii) aumento de reversões de provisões operacionais; (viii) decréscimo das despesas financeiras líquidas; e (ix) menor IR e CSLL sobre o lucro em função do aumento do valor do crédito de juros sobre o capital próprio.



Do lucro líquido apurado no exercício, a Companhia propôs a seus acionistas a distribuição de R$ 1.429,3 milhões sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio, equivalente a R$ 2,1897556102 por ação ou 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

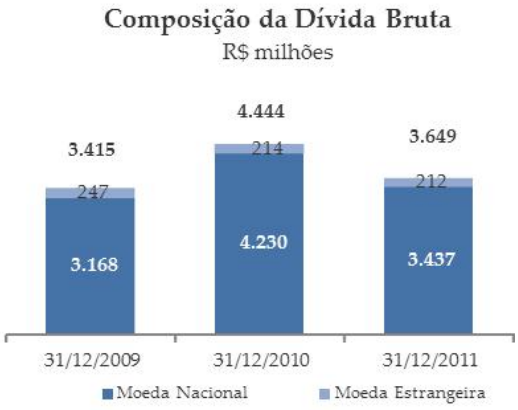
6.11_ Endividamento

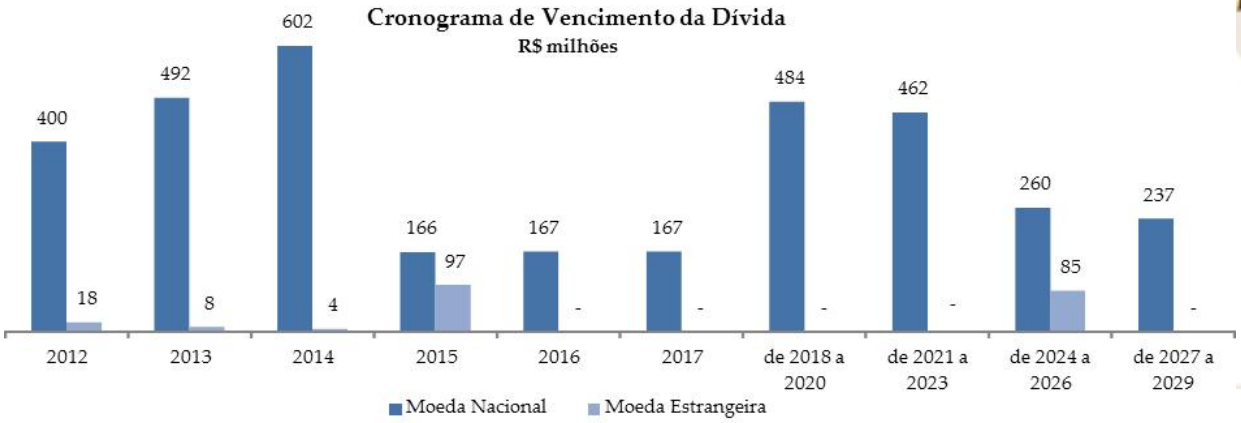
Em 31 de dezembro de 2011, a dívida líquida (dívida total menos caixa e equivalentes) da Companhia era de R$ 2.867,4 milhões, 14,7% inferior aos R$ 3.361,3 milhões registrados em 31 de dezembro de 2010.

A dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, debêntures e financiamentos, totalizava R$ 3.649,2 milhões, uma queda de 17,9% comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2010. Do total da dívida no final do período, 5,8% eram em moeda estrangeira (4,8% ao final de 2010), parcela que não estava sujeita a instrumentos de hedge em função do seu longo perfil de amortização.

A redução do endividamento da Companhia está relacionada principalmente à combinação dos seguintes fatores ocorridos ao longo de 2011: (i) saques junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 72,8 milhões, para fazer frente aos investimentos na UHE Estreito; (ii) a geração de R$ 388,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (iii) captação no valor de R$ 430,0 milhões por meio de empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch; (iv) amortizações de debêntures no valor de R$ 1.322,1 milhões; e (v) amortizações de empréstimos e financiamentos no valor de R$ 364,1 milhões.







7_Investimentos

7.1_Manutenção, Revitalização e Ampliação do Parque Gerador

Dando prosseguimento ao plano de expansão do parque gerador, em 2011 a Tractebel Energia investiu R$ 203,2 milhões na construção de novas usinas, sendo R$ 154,3 milhões direcionados à UHE Estreito e R$ 48,9 milhões aplicados nos cinco parques eólicos em construção na Região Nordeste.

Adicionalmente, R$ 116,8 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador para continuar mantendo o alto grau de disponibilidade das usinas.

Dessa forma, considerando-se os valores destinados à construção e manutenção do parque gerador, a Companhia em 2011 investiu R$ 320,0 milhões, valor que não considera a capitalização dos juros durante a construção dos novos projetos.

7.2_Pesquisa e Desenvolvimento

A Tractebel Energia desenvolve desde 1999 um programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) como forma de buscar soluções sustentáveis que agreguem valor às suas operações e de interagir com instituições e fundações de ensino e pesquisa locais, proporcionando capacitação, inovação tecnológica e desenvolvimento profissional nas regiões em que atua. O programa atende à legislação vigente e às resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para P&D, que estabelecem um investimento mínimo de 1% da receita operacional líquida anual da Companhia.

Com o Programa, a Tractebel Energia almeja a melhoria tecnológica contínua, beneficiando seu parque gerador e sistemas informatizados. Dessa forma, promove o desenvolvimento social, minimiza os impactos ambientais e viabiliza o uso de novas fontes de geração de energia renovável.

Em 2011, a Tractebel Energia investiu R$ 34,9 milhões no Programa de P&D, destinando R$ 6,4 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), R$ 12,7 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e R$ 15,8 milhões investidos diretamente em projetos de P&D selecionados e geridos pela Companhia, principalmente nas áreas de fontes de energias alternativas e minimização de impacto ambiental.

Para obter maiores informações sobre o Programa de P&D da Tractebel Energia, legislação envolvida, projetos realizados e em andamento, prêmios recebidos, entre outras, acesse o website da Companhia: www.tractebelenergia.com.br.

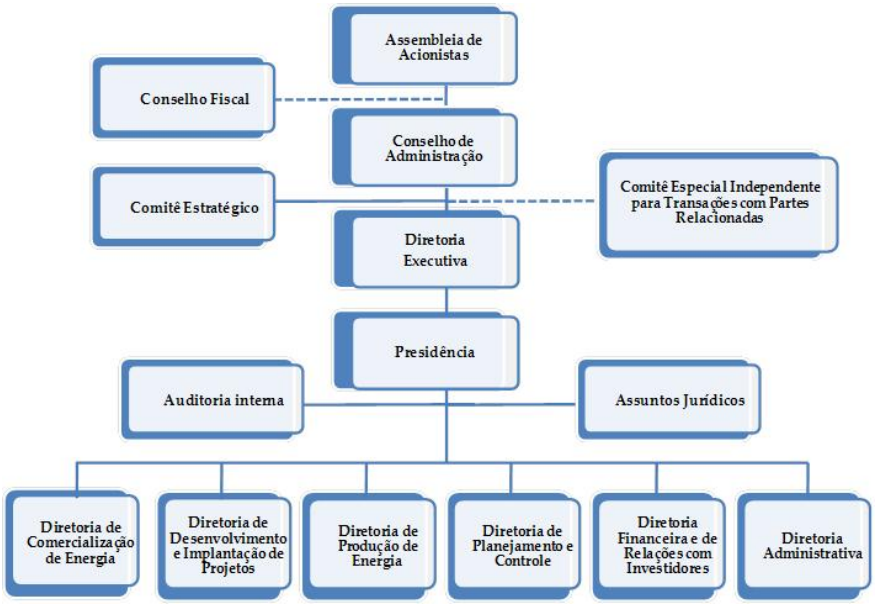
8_Governança Corporativa

A gestão dos negócios da Tractebel Energia segue as melhores práticas de governança corporativa e sustentabilidade empresarial, com transparência e compromisso permanente com a prestação de contas a todos os seus públicos.

Com esse perfil de administração, a Companhia negocia suas ações no Novo Mercado da BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, segmento composto por ações de companhias que adotam práticas de governança corporativa adicionais às exigidas pela legislação brasileira.

8.1_ Administração

A administração da Companhia é composta por diversos órgãos com responsabilidades compartilhadas e complementares objetivando dar consistência e representatividade às tomadas de decisão e, assim, criar valor para todos os seus públicos.





Conselho de Administração

- 9 membros efetivos (9 suplentes), dos quais 2 independentes e 1 representante dos empregados
- Mandato de 2 anos, permitida a reeleição
- Composição atual com mandato até 2012

Diretoria Executiva

- 7 membros eleitos pelo Conselho de Administração
- Mandato de 3 anos, permitida a reeleição
- 6 membros da Diretoria Executiva da Companhia foram reeleitos em 2010, e 1 eleito em 2011

Conselho Fiscal

- Caráter não permanente, com instalação a pedido dos acionistas
- Composto por 3 membros, podendo ter no máximo 5, sendo 1 indicado pelos acionistas minoritários
- Mandato de um ano
- Composição atual eleita em abril de 2011

A Tractebel Energia conta com oito comitês, relacionados a áreas específicas do negócio. Os comitês abordam temas específicos, importantes ao desenvolvimento de todas as áreas de negócio e da gestão da companhia e, por isso, são formados por integrantes de diferentes equipes, sendo eles: o Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas – instituído em 2010 para ampliar a transparência e atender à demanda do mercado de capitais-, os Comitês de Energia, de Gerenciamento de Risco, Financeiro, de Gestão Tributária, de Ética, de Inovação, de Sustentabilidade e o Estratégico, esse último composto exclusivamente por membros do Conselho de Administração.

8.2_Controle

A Companhia possui implantado um Sistema de Controles Internos em conformidade com a lei Sarbanes-Oxley (SOX), que se tornou um padrão mundial de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança para assegurar a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros das companhias de capital aberto. A partir da consolidação da combinação de ativos da International Power e GDF SUEZ, aprimoramentos de controle foram adicionados a esse sistema, que anualmente é testado e certificado pela Administração e tem seus resultados e conformidade com a lei verificados por auditores externos.



8.3_ Direitos dos Acionistas

O detentor de cada ação ordinária da Companhia tem o direito de:

- votar em Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária, e fazer recomendações e orientações ao Conselho de Administração quanto à tomada de decisões;

- receber dividendos e participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas (de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição);

- fiscalizar a administração da Tractebel Energia, conforme o Estatuto Social, e retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações; e

- receber, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle, de acordo com o regulamento do Novo Mercado, no caso de oferta pública de ações em decorrência da alienação do controle da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social.

8.4_Política de Divulgação de Informações

A política de divulgação da Tractebel Energia atende às regras de transparência e às exigências dos órgãos reguladores do mercado financeiro, como o Banco Central, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e a BM&FBovespa. A Companhia informa fatos relevantes conforme a Instrução nº 358/02 da CVM, que exige a divulgação de dados sobre seus negócios, de modo a oferecer aos investidores tempo hábil para a tomada de decisão em relação a seus investimentos.

No website da Companhia são disponibilizados os relatórios de desempenho (trimestrais e anuais), os comunicados ao mercado, os releases de resultados, as políticas e práticas da Tractebel Energia, bem como outras informações institucionais. As demonstrações financeiras são publicadas anualmente em jornais de ampla circulação e estão disponíveis no website.

8.5_Ética

Em 2011, a Companhia atualizou e relançou seu Código de Ética, reafirmando seus valores e explicitando que "A ética é o fio condutor das nossas atividades e acompanha a nossa visão de desenvolvimento sustentável". O Código é integrante dos contratos firmados pela Tractebel Energia e é apresentado a todos os empregados, que recebem um exemplar do Código de Ética em sua versão completa, além de um folder com o Guia de Práticas Éticas.



Esse guia orienta o leitor quanto à conduta diante de um dilema ético, sugerindo que princípios que devem ser observados ao se tomar a decisão.

Durante 2011, representantes do Comitê de Ética da Companhia realizaram palestras sobre o assunto na sede e nas usinas, apresentando a versão atualizada do Código de Ética, que é também divulgado na Intranet e no website da Tractebel Energia.

8.6_ Regimento Interno do Conselho de Administração

Desde 2007, a Tractebel Energia conta com um Regimento Interno do Conselho de Administração, que visa assegurar a eficácia da contribuição de cada Conselheiro, em linha com os padrões de valores, ética e integridade que se espera que eles venham a observar. O documento está disponível no website da Companhia.

9_Mercado de Capitais

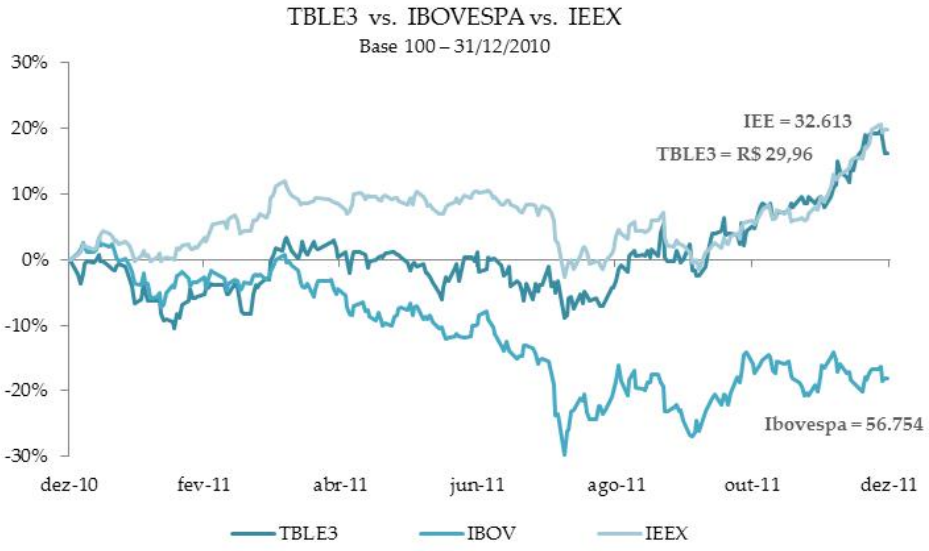
As ações ordinárias de emissão da Tractebel Energia são negociadas no segmento do Novo Mercado da BM&FBovespa, sob o código TBLE3, e integram o Índice de Governança Corporativa Diferenciada (IGC), o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), o Índice de Energia Elétrica (IEE) e, desde o início da carteira, em 2006, portanto, pelo sétimo ano consecutivo, foram selecionadas para compor a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), formado por companhias que adotam as melhores práticas de sustentabilidade sob todas as dimensões: econômica, socioambiental e de governança corporativa.

Além disso, a Companhia negocia ADRs Nível I no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob o código TBLEY, com a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Diante de um cenário de agravamento da crise na União Europeia em 2011, o Índice Bovespa (Ibovespa) fechou o ano em forte queda de 18,1%, aos 56.754 pontos, devido principalmente à aversão ao risco de grande parte dos investidores considerando o ambiente econômico global durante o período.

Dentro da bolsa de valores brasileira, as ações de energia tiveram os melhores desempenhos: o Índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 19,7%, enquanto papéis do setor imobiliário amargaram fortes perdas.

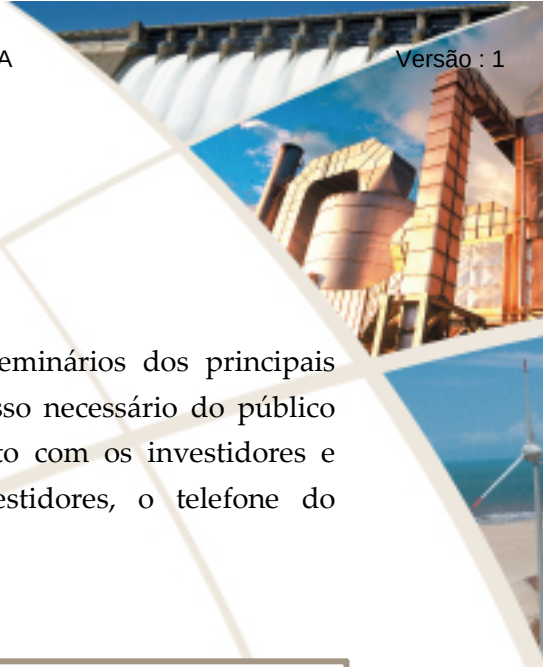
No acumulado de 2011, TBLE3 acumulou ganho de 16,2%, considerando a distribuição de proventos, encerrando o ano cotada a R$ 29,96, conferindo, desta forma, um valor de mercado de R$ 19,6 bilhões à Tractebel Energia.



9.1_Relações com Investidores

A Tractebel Energia objetiva manter um relacionamento sólido e próximo de seus atuais e potenciais investidores, baseada nos princípios de transparência, objetividade e disponibilidade. Para isso, além de publicar constantemente informativos sobre acontecimentos relevantes e seus resultados trimestrais, mantém ainda diversos canais de comunicação, um departamento específico e uma área para esse público no website da Companhia, que a permitem conhecer as demandas e expectativas dos investidores e, assim, poder melhor atendê-los.

O departamento de Relações com Investidores é responsável pelo atendimento aos acionistas, investidores e potenciais investidores e pela divulgação de informações sobre o desempenho da Companhia por meio de eventos, como o da Associação dos Analistas e Profissionais do Mercado de Capitais (Apimec), bem como por teleconferências e visitas às centrais geradoras, por meio do programa Por Dentro da Tractebel. Em 2011, o evento foi realizado pela primeira vez em uma usina em construção, a UHE Estreito, com a maior participação desde o início do programa, contando com a presença de 59 profissionais do mercado de capitais.



Adicionalmente, participa constantemente de conferências e seminários dos principais bancos de investimento e corretoras, promovendo assim o acesso necessário do público investidor às informações da Companhia. Os canais de contato com os investidores e analistas de mercado são o website de relações com investidores, o telefone do departamento (48 3221-7221) e as reuniões diretas.

10_Recursos Humanos

A gestão de recursos humanos da Tractebel Energia é baseada em Políticas e diretrizes de gestão envolvendo três pilares principais: (i) reconhecimento e motivação; (ii) desenvolvimento; e (iii) saúde e bem-estar.

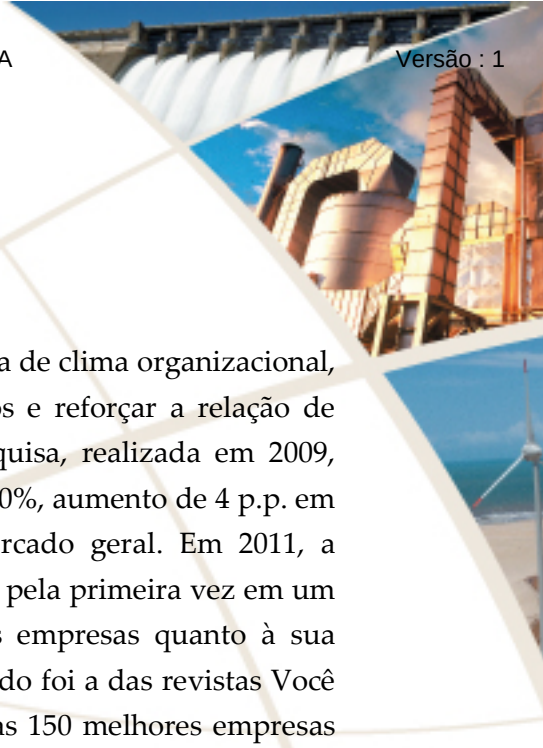
Esses pilares fundamentam a identificação, a contratação e a retenção de talentos, bem como a garantia da manutenção de um bom clima organizacional, oportunidades de desenvolvimento, promoção da saúde e segurança no trabalho, além de remuneração e benefícios alinhados às melhores práticas do mercado.

Diante do porte alcançado pela Tractebel Energia e suas perspectivas de crescimento, a Companhia mudou-se para uma nova sede, que, como a anterior, fica em Florianópolis. Moderna e dotada de mais tecnologia, a nova sede obedece aos princípios de uma construção sustentável, racionalizando o uso de recursos naturais.

Ao todo, 1.084 profissionais compunham o quadro de empregados da Tractebel Energia ao final de 2011, sendo que durante o ano foram admitidos 108 e desligados 57. Desse total, são 945 homens e 139 mulheres, sendo 38,7% com formação universitária e 46,5% com o segundo grau técnico.

10.1_Desenvolvimento

Para garantir o desenvolvimento profissional e manter seu corpo funcional atualizado e qualificado, a Companhia promove treinamentos, cursos e palestras, que fomentam a concretização das estratégias empresariais de médio e longo prazo. Cerca de R$ 3,3 milhões foram investidos em 2011, em uma média de 74,2 horas de treinamento e desenvolvimento por empregado, correspondendo a um total de 10.732 horas em cursos técnicos, 30.196 horas em saúde e segurança, 2.900 em cursos de idiomas e outras 36.617 em diferentes tipos de treinamentos, como comportamento, ética, direitos humanos, liderança e comunicação.



Além disso, bienalmente, a Tractebel Energia realiza uma pesquisa de clima organizacional, a fim de avaliar o desempenho da gestão de recursos humanos e reforçar a relação de confiança entre os empregados e a Companhia. A última pesquisa, realizada em 2009, apontou um índice de satisfação com o ambiente de trabalho de 70%, aumento de 4 p.p. em relação à pesquisa anterior e 10 p.p. acima da média do mercado geral. Em 2011, a Companhia optou por substituir a pesquisa pela sua participação pela primeira vez em um ranking representativo da opinião de profissionais de grandes empresas quanto à sua satisfação em trabalhar para essas empresas. O ranking selecionado foi a das revistas Você S.A. e Exame, tendo a Tractebel Energia sido classificada entre as 150 melhores empresas para se trabalhar.

A Companhia também desenvolve programas de apoio à transição de empregados em processo de aposentadoria ou desligamento, que inclui planejamento pré-aposentadoria e Programas de Demissão Voluntária (PDV), com indenização baseada no tempo de serviço, e aconselhamento profissional.

10.2_Relações trabalhistas

Anualmente, são assinados acordos coletivos de trabalho em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT), que abrangem todos os empregados da Tractebel Energia, e incluem temas como reajuste salarial, planos de previdência e benefícios, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação aos socorristas e às Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPAs).

10.3_Saúde e Segurança

O sistema de gestão em Saúde e Segurança no Trabalho da Companhia se baseia na melhoria contínua. Busca preservar a integridade física, a saúde e a qualidade de vida dos empregados, prestadores de serviços, fornecedores e visitantes. Identifica e controla perigos e riscos presentes nos processos, equipamentos e ambientes de trabalho, sobre os quais todos os públicos são orientados, bem como sobre as medidas de prevenção e controle a adotar em cada caso, buscando o índice zero em acidentes de trabalho.

Em 2011, a Tractebel Energia investiu R$ 4,3 milhões em ações de segurança, saúde e qualidade de vida, por meio do aperfeiçoamento dos processos, equipamentos e ambientes de trabalho. Assim, a Companhia manteve a certificação obtida em seu Sistema de Gestão de Saúde e Segurança em 2010 segundo a norma BS OHSAS 18001 (*Occupational Health and Safety Assessment Series*).



Durante 2011, as seguintes metas de saúde e segurança entre os empregados próprios da Companhia foram atingidas: taxa de frequência de 1,5 e taxa de gravidade de 0,025, para um total de 4.148.850 horas de exposição ao risco no ano. A meta de acidente fatal zero também foi alcançada.

Em paralelo às ações voltadas à prevenção de acidentes e doenças ocupacionais, a Tractebel Energia identifica o perfil de saúde dos seus empregados e desenvolve programas que visam promover a prática de hábitos saudáveis e a melhoria da qualidade de vida. Anualmente, é realizado um check-up médico para todos os empregados, que, além disso, possuem um plano individual de saúde que estabelece metas associadas, por exemplo, a peso e nível de colesterol, com base nos resultados dos exames.

10.4_Remuneração e Benefícios

A Tractebel Energia remunera seus empregados com base nas melhores práticas de mercado, que são periodicamente monitoradas por meio de pesquisas salariais, e adota a equidade salarial entre gêneros e etnias. A remuneração variável é composta pelo pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e de bônus gerencial, definidos em função do alcance das metas individuais e dos objetivos empresariais, avaliação feita anualmente. Em 2011, foram distribuídos aos empregados R$ 19,7 milhões como participação nos resultados do exercício anterior.

Todos os empregados da Tractebel Energia e seus dependentes contam com um auxílio à recuperação da saúde, que cobre as áreas médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional. Além disso, a Companhia oferece diversos outros benefícios, como: seguro de vida em grupo, cobertura para incapacidade e invalidez, licença maternidade e paternidade, auxílio creche às empregadas, vale alimentação e vale transporte, previdência privada e auxílio no atendimento aos portadores de necessidades especiais.

Como parte dos benefícios concedidos aos empregados, a Companhia contribui com 50% do Fundo de Aposentadoria PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, que conta com a adesão de 1.599 empregados e ex-empregados da Tractebel Energia. Em 2011, foram repassados pela Tractebel Energia R$ 39,0 milhões para a PREVIG. Além disso, a Tractebel Energia também patrocina um plano de previdência privado da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), para o qual a Companhia repassou R$ 27,4 milhões em 2011.



10.5_Balanço Social

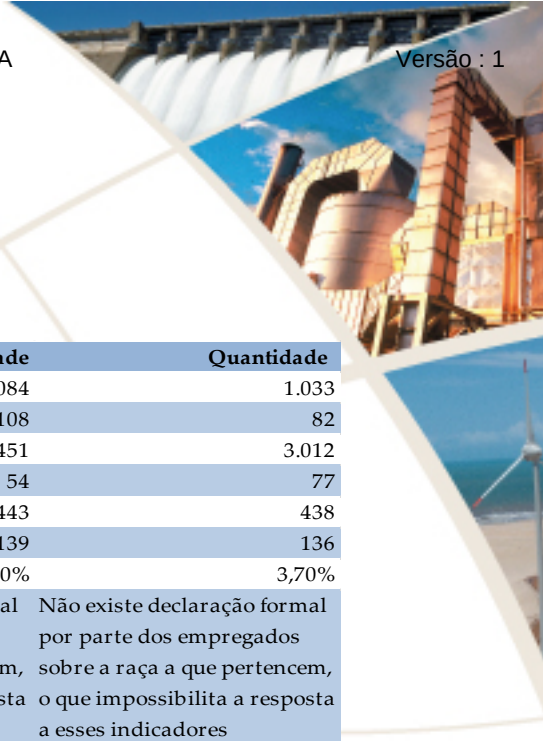
Tractebel Energia Consolidado	2011	2010

1. BASE DE CÁLCULO	Em milhares de Reais	Em milhares de Reais
Receita Líquida de Vendas	4.326.951	4.100.381
Resultado Operacional	2.034.788	1.721.310
Folha de Pagamento Bruta	117.126	109.289

2. INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Em milhares de Reais	% sobre a Folha de Pagamento Bruta	% sobre a Receita Líquida	Em milhares de Reais	% sobre a Folha de Pagamento Bruta	% sobre a Receita Líquida
Alimentação	9.512	8,12	0,22	8.164	7,47	0,20
Encargos Sociais Compulsórios	41.296	35,26	0,95	37.643	34,44	0,92
Previdência Privada	40.340	34,44	0,93	33.785	30,91	0,82
Saúde	8.748	7,47	0,20	8.670	7,93	0,21
Segurança e Saúde no Trabalho	3.206	2,74	0,07	4.301	3,94	0,10
Educação	3.506	2,99	0,08	3.430	3,14	0,08
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	1.954	1,67	0,05	1.698	1,55	0,04
Creches ou Auxílio Creche	127	0,11	-	109	0,10	-
Participação nos Resultados / Bônus	31.481	26,88	0,73	30.001	27,45	0,73
Outros Benefícios	5.987	5,11	0,14	7.116	6,51	0,17
TOTAL DOS INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	**146.157**	**124,79**	**3,38**	**134.917**	**123,45**	**3,29**

3. INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida
Educação	1.431	0,07	0,03	1.632	0,09	0,04
Cultura	9.216	0,45	0,21	7.062	0,41	0,17
Outros	4.645	0,23	0,11	4.850	0,28	0,12
Total das contribuições para a sociedade	15.292	0,75	0,35	13.544	0,79	0,33
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.074.898	52,83	24,84	984.909	57,22	24,02
TOTAL DOS INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	**1.090.190**	**53,58**	**25,20**	**998.453**	**58,01**	**24,35**

4. INDICADORES AMBIENTAIS	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida
Relacionados com a operação da Empresa	21.621	1,06	0,50	17.505	1,02	0,43
Relacionados com projetos em curso	55.757	2,74	1,29	22.452	1,30	0,55
TOTAL DOS INVESTIMENTOS EM MEIO AMBIENTE	**77.378**	**3,80**	**1,79**	**39.957**	**2,32**	**0,97**



Tractebel Energia
GDF SUEZ

5. INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	Quantidade	Quantidade
Nº de empregados(as) ao final do período	1.084	1.033
Nº de admissões durante o período	108	82
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	3.451	3.012
Nº de estagiários(as)	54	77
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	443	438
Nº de mulheres que trabalham na empresa	139	136
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	3,70%	3,70%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem, o que impossibilita a resposta a esses indicadores	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem, o que impossibilita a resposta a esses indicadores
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem, o que impossibilita a resposta a esses indicadores	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem, o que impossibilita a resposta a esses indicadores
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	9	9

6. INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2011			Metas 2012		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19,2			Não Definida		
Número total de acidentes de trabalho	5			0		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(x) direção, gerências + Comitê de Sustentabilidade	( ) todos(as) empregados (as)	( ) direção	(x) direção, gerências + Comitê de Sustentabilidade	( ) todos(as) empregados (as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados (as)	( ) todos(as) + Cipa	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados (as)	( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normal da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	(x) não se envolverá	( ) seguirá as normas da OIT	( ) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados (as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados (as)
A participação os lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados (as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados (as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(x) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	(x) apóia	( ) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	(x) apoiará	( ) organizará e incentivará
Valor adicionado total a distribuir (em milhares de Reais):	R$ 3.581.646			ND		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	41,69% governo 40,43% acionistas	5,31% colaboradores(as) 12,57% terceiros	0% retido	ND% governo acionistas	ND% colaboradores(as) ND% terceiros	ND% ND% retido



11_Responsabilidade Socioambiental

A Tractebel Energia conduz seus negócios comprometida com a excelência operacional em harmonia com o desenvolvimento sustentável, equilibrado entre o crescimento econômico, a geração de valor para todos os seus públicos e a preservação do meio ambiente.

Para isso, a Companhia conta com a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável, lançada em 2010, que estabelece princípios básicos que devem ser seguidos em todas as áreas do negócio e no relacionamento com seus públicos, além de garantir a conformidade com os requisitos legais aplicáveis às usinas e empreendimentos.

A Política se baseia em sua Missão, Visão e Valores e estabelece suas diretrizes de gestão nas dimensões de Qualidade, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho e Responsabilidade Social. A política é compartilhada em seu website com todos os públicos de interesse da Companhia.

Contemplando as mesmas dimensões da abrangência da Política de Gestão Sustentável, o Sistema Integrado de Gestão (SIG) é a ferramenta de gestão operacional responsável pela aplicação prática dos princípios da Política nos processos de produção da Companhia. É um componente fundamental para a obtenção da melhoria contínua. O SIG inclui o "Quality-Plan", recurso de TI desenvolvido para a Tractebel Energia e compatível com o sistema utilizado em seu ambiente corporativo. No "Quality-Plan" são mantidos disponíveis e atualizados os documentos normativos e de planejamento da produção, além de alertas para o cumprimento de metas e programas de gestão. Profissionais das usinas e sede são designados como Representantes da Administração e Direção para cada uma das dimensões da Política. Todos esses representantes são capacitados em relação aos conceitos da Gestão Sustentável e do SIG.

O Comitê de Sustentabilidade da Companhia é responsável pelo desenvolvimento de uma cultura proativa de responsabilidade socioambiental e assegura a transparência das ações e o uso ético dos recursos aplicados. Além disso, busca conciliar os interesses dos diversos públicos que interagem com a Companhia e promove a conscientização acerca do conceito de desenvolvimento sustentável internamente.



11.1_Gestão Ambiental

Conforme preconiza a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável, a Companhia busca o equilíbrio entre sua atuação e a conservação do meio ambiente priorizando a prevenção, mitigando impactos ambientais e promovendo o uso sustentável dos recursos naturais.

Para isso, suas operações são orientadas pelo Sistema Integrado de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente, que aplica mecanismos e procedimentos operacionais adequados a cada usina, levando em conta as especificidades das atividades e das características socioambientais de cada região e, a partir daí, desenvolve programas e ferramentas para identificar e administrar os impactos gerados e minimizá-los por meio de melhorias operacionais e de controle dos riscos.

Nas hidrelétricas, são desenvolvidas ações para mitigar ou compensar os impactos decorrentes da implantação e da operação dos reservatórios das usinas, enquanto nas termelétricas, por sua vez, o foco está no controle da qualidade do ar, do volume e da qualidade dos efluentes líquidos e dos resíduos sólidos, e no uso racional de recursos naturais.

11.1.1_Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages (SC) gera energia a partir de resíduos de madeira, evitando seu descarte na natureza e, assim, contribuindo para evitar as emissões de metano – um gás com Potencial de Aquecimento Global (PAG) 21 vezes maior que o do dióxido de carbono – provenientes da sua decomposição.

Registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas como atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), a Usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética. Até 2011, 157.914 Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) já haviam sido emitidas – referentes ao período de junho de 2008 a junho 2009 - e, no final do período, foi realizada nova verificação do projeto para a emissão futura de 443.635 RCEs – referentes a junho de 2009 a maio de 2011.



11.2_Gestão Social

A Tractebel Energia busca contribuir de forma efetiva e proativa para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atua, por meio de iniciativas que sejam capazes de gerar resultados econômicos, avanços sociais e preservação ambiental, promovendo o desenvolvimento local às suas populações.

Para isso, mantém um relacionamento e envolvimento constante com essas comunidades e desenvolve os Programas Tractebel Energia de Sustentabilidade, focados em melhoria ambiental, desenvolvimento cultural e responsabilidade social.

Os três Programas orientam a seleção de projetos e iniciativas a serem desenvolvidos e apoiados, mantendo foco em atividades de educação, voluntariado, cidadania, desenvolvimento cultural, conscientização, melhoria e educação ambiental, geração de emprego e renda e inserção no mercado de trabalho.

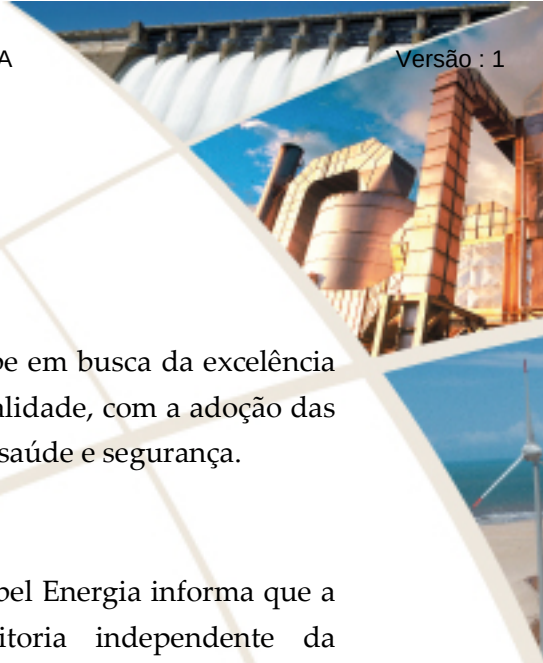
Os Programas têm início na construção dos empreendimentos para minimizar os impactos socioambientais nas comunidades locais e levantar aspectos da fauna e flora, cultura e história local. Assim, a Companhia busca mitigar o impacto da instalação da usina e possibilitar a melhoria na qualidade de vida das populações atingidas, preservando o meio ambiente, resgatando sua identidade e a memória dos habitantes.

Os representantes das comunidades participam de todo esse processo, facilitando a realização de benfeitorias, entendidas como medidas compensatórias, que abrangem aspectos que vão além dos exigidos por lei.

11.3_Certificações e Conformidade Legal

Todas as usinas do parque gerador da Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes. Além disso, 15 usinas em operação são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 9001:2000 - Sistemas de Gestão da Qualidade-, da NBR ISO 14001:2004 – Sistemas de Gestão Ambiental e da OHSAS 18001 - Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho.

As demais usinas, incorporadas ao parque gerador da Companhia a partir de 2008, são operadas sob os mesmos princípios e diretrizes das certificadas, igualmente tendo como principais instrumentos norteadores a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável e o Sistema Integrado de Gestão (SIG).



Essas certificações são reflexo de um constante trabalho de equipe em busca da excelência dos processos e representam um grande e contínuo ganho de qualidade, com a adoção das melhores práticas na gestão da qualidade, do meio ambiente e da saúde e segurança.

12_Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, não prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2011.

13_Declaração da Diretoria

Em atendimento ao artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras contidas neste Relatório e com as opiniões expressas no parecer dos Auditores Independentes referente às mesmas.

14_Agradecimentos

A Tractebel Energia agradece a todos seus públicos que contribuíram para o desempenho e gestão da Companhia em 2011: seus empregados, clientes, fornecedores, parceiros, acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais, órgãos reguladores e os demais que ano a ano fazem parte da história da Tractebel Energia.

A Administração



TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DE 31.12.2011

(Em milhares de reais ou outras moedas, exceto quando indicado de forma diferente)

1. – CONTEXTO OPERACIONAL

A Tractebel Energia S.A. ("Companhia" ou "Tractebel Energia") é uma sociedade anônima de capital aberto, listada no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede no Município de Florianópolis, Estado de Santa Catarina (SC). A atividade operacional da Companhia é a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A Companhia é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), empresa constituída no Brasil sob o controle da SUEZ-Tractebel S.A. com sede na Bélgica. A SUEZ-Tractebel S.A., após a combinação de ativos entre a GDF SUEZ e a International Power PLC (IPR), ocorrida em 04.02.2011, passou a ser controlada pela IPR, empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo GDF SUEZ, sediado na França.

A Companhia é a maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, responsável por cerca de 6% [1] da capacidade instalada do país. Sua capacidade instalada, incluindo as participações em consórcios, e após o início da operação comercial de quatro das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), passou de 6.472 MW [1] em 31.12.2010 para 6.689,8 MW [1] em 31.12.2011. Desse total, 79,9% são oriundas de fontes hidrelétricas, 17,7% de termelétricas e 2,4% de energias complementares: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), eólicas e movidas à biomassa. Da mesma forma, após a entrada em operação da UHE Estreito, a energia assegurada para comercialização da Companhia passou de 3.554,0 MW [1] médios em 31.12.2010 para 3.746,9 MW [1] médios em 31.12.2011.

O parque gerador em operação da Companhia, em 31.12.20011, é composto pelas seguintes fontes geradoras de energia: nove hidrelétricas, seis termelétricas [2], três PCH, duas eólicas e duas movidas à biomassa.

A relação das controladas diretas e em conjunto, sejam operacionais ou em construção, está apresentada na Nota 13 - Investimentos.

As demonstrações contábeis da Companhia consideram somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento concentra 99,5% e 99,6% da receita líquida da Companhia nos exercícios findos em 31.12.2011 e 31.12.2010, respectivamente. A Companhia administra tais atividades como um único segmento de negócio.

[1] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros não são examinadas pelos auditores independentes.
[2] O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é composto por três usinas.



Os principais eventos relacionados com a atividade operacional da Companhia, ocorridos no ano de 2011, estão sumarizados a seguir:

a) Início da operação comercial das quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito

As quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito iniciaram a operação comercial durante o ano de 2011. Tais unidades têm potência instalada total de 543,48 MW e energia assegurada para comercialização de 481,36 MW médios, dos quais a Companhia participa com 192,88 MW médios, correspondentes à sua participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste).

b) Implantação de projetos eólicos

A Companhia está em fase de implantação de cinco projetos eólicos na Região Nordeste, sendo um no Piauí e quatro no Ceará, totalizando 145,4 MW de capacidade instalada, com investimento total previsto de R$ 625.600. Parcela significativa da energia a ser gerada pelas usinas está vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazos.

As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia já foram concedidas pela Aneel. A Companhia também concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das torres e dos aerogeradores. A conclusão da construção dos parques eólicos está prevista para o quarto trimestre de 2012.

A Companhia está em fase de negociação de uma linha de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o financiamento dos projetos.

Informações adicionais sobre esses projetos estão mencionadas na Nota 13 – Investimentos.

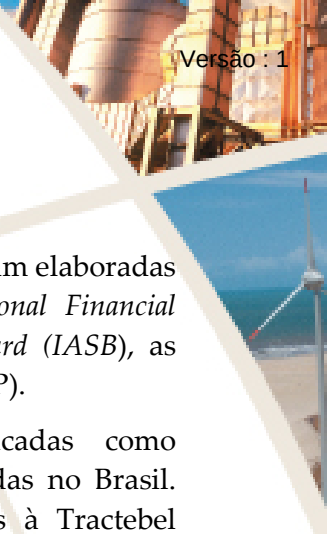
c) Alienação do Projeto Seival

Em junho de 2011, após terem sido cumpridas todas as condições precedentes estabelecidas no contrato de venda, a Companhia concluiu a venda da Seival Participações S.A. O valor total da transação foi de R$ 38.523. Informações complementares podem ser verificadas na Nota 8 – Ativo disponível para venda.

2. – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável.

A Companhia está apresentando as demonstrações contábeis individuais da controladora (Tractebel Energia) e consolidadas. Este procedimento é necessário em virtude da legislação societária brasileira determinar a divulgação das demonstrações contábeis individuais das entidades que contém investimentos em controladas e/ou controladas em conjunto, mesmo quando estas entidades divulgam suas demonstrações contábeis consolidadas.



As demonstrações contábeis consolidadas, identificadas como "Consolidado", foram elaboradas em conformidade com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB*), as quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP).

As demonstrações contábeis individuais da Tractebel Energia, identificadas como "Controladora", foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas diferem das normas internacionais de contabilidade aplicáveis à Tractebel Energia somente no que se refere à avaliação dos investimentos pelo método de equivalência patrimonial que, segundo as IFRS, devem ser mensurados e apresentados pelo seu custo de aquisição ou pelo seu valor justo.

As práticas contábeis adotadas no Brasil incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, que incorporam os dispositivos das Leis 11.638/07 e 11.941/09, conjugadas com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador, a Aneel.

Não há diferenças entre o patrimônio líquido e o resultado da controladora e do consolidado, constantes, respectivamente, das demonstrações contábeis consolidadas, preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS), e das demonstrações contábeis individuais, elaboradas conforme as práticas adotadas no Brasil (CPC). Desse modo, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas na reunião do Conselho de Administração realizada em 07.02.2012.

3. – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros são classificados da seguinte forma:

- Destinados à negociação: ativos negociados de forma ativa e frequente pela Companhia. São registrados pelo custo de aquisição e ajustados ao valor justo por meio do resultado.

- Mantidos até o vencimento: ativos em que há a possibilidade e intenção da Companhia de mantê-los até os seus vencimentos. São mensurados pelo custo inicial, acrescido dos rendimentos auferidos e reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando necessário.

- Empréstimos e recebíveis: ativos não derivativos com valores fixos, determináveis e não cotados em um mercado ativo. São mensurados pelo valor do custo amortizado, qual seja: custo de aquisição, acrescido de juros e deduzido de amortizações e de provisões para ajuste ao seu valor recuperável, quando aplicáveis.

- Disponíveis para venda: são avaliados ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos na conta de ajuste de avaliação patrimonial, no patrimônio líquido, quando aplicável. A Companhia não tem instrumentos financeiros classificados nessa categoria.

a.1) Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata sem risco significativo de mudança de valor no resgate.

As aplicações financeiras são classificadas como ativos financeiros destinados à negociação e estão registradas pelo valor inicial, acrescido dos rendimentos auferidos e ajustado ao valor justo do instrumento financeiro na data do balanço patrimonial. Os rendimentos e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

a.2) Contas a receber de clientes

São apresentados pelo valor do custo inicial, deduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. A provisão para riscos de crédito de liquidação duvidosa é calculada com base em análise individual dos créditos existentes e constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir prováveis riscos de perda.

a.3) Cauções e depósitos vinculados e depósitos judiciais

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais e, portanto, classificados como mantidos até o vencimento. São avaliados ao custo inicial, acrescido dos rendimentos e ajustados por provisão para perda na realização, se aplicável.

a.4) Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros

Os ativos financeiros, exceto aqueles mantidos para negociação, os quais são designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados ao final de cada exercício quanto à sua recuperação. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o seu reconhecimento inicial e que venham a resultar em efeitos negativos no fluxo de caixa futuro estimado a serem gerados pelo ativo.

b) Ativo disponível para venda

Os ativos não circulantes classificados como mantido para venda são mensurados pelo menor montante entre o seu custo contábil e o seu valor justo, líquido das despesas com a venda, caso haja.

c) Estoques

Compõem-se de matérias primas para a geração de energia (carvão próprio, óleo combustível próprio e biomassa), materiais de consumo e suprimentos. São registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o seu valor de reposição.

d) Investimentos

As informações sobre as operações das controladas integrais e em conjunto, bem como alguns indicadores contábeis do balanço patrimonial e da demonstração do resultado, estão apresentadas na Nota 13 – Investimentos.

d.1) Investimentos em empresas controladas

Os investimentos permanentes em controladas são aqueles sobre os quais a Companhia detém, direta ou indiretamente, a maioria dos direitos de voto ou tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, a fim de obter os benefícios de suas atividades.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial pela controladora e são consolidados integralmente na Tractebel Energia, para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

A participação de terceiros no patrimônio líquido e no lucro líquido de controlada é apresentada de forma separada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidados, respectivamente, na conta denominada "Participação de acionistas não controladores".

Na controladora os ágios/direitos de concessão ou autorização pagos nas aquisições de controladas estão apresentados no investimento.

No consolidado a Companhia adotou antecipadamente as regras estabelecidas pelo IFRS 3 - *Business combination*, norma consistente com o CPC 15 – Combinação de Negócios, nas combinações incluídas no escopo desse pronunciamento, realizadas a partir de 01.01.2008. De acordo com esses pronunciamentos, os ativos, passivos e passivos contingentes de uma controlada (subsidiária) são mensurados pelo respectivo valor justo na data da aquisição. Qualquer excesso do custo de aquisição em relação ao valor justo dos ativos líquidos (patrimônio líquido) identificáveis adquiridos é registrado como ágio. No caso em que o custo de aquisição seja inferior ao valor justo dos ativos líquidos identificados, a diferença apurada é registrada como ganho na demonstração do resultado. As aquisições feitas pela Companhia após 01.01.2008 não resultaram em reconhecimento de ágio no balanço patrimonial consolidado em decorrência da adoção dos critérios anteriormente mencionados.

d.2) Investimentos em empresas controladas em conjunto

As controladas em conjunto são aquelas nas quais o controle é exercido conjuntamente pela Companhia e por um ou mais sócios, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da entidade requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Estes investimentos são reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial na controladora e consolidados pelo método proporcional nas demonstrações contábeis consolidadas.

d.3) Operações controladas em conjunto

A Companhia possui operações controladas em conjunto através de consórcios. Os ativos, passivos, receitas e despesas relativas a estas operações são reconhecidas diretamente nas demonstrações financeiras da Companhia, não se fazendo necessário, portanto, nenhum procedimento de consolidação dessas operações.



e) Imobilizado

Estão registrados ao custo de aquisição ou construção. Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído. Os custos são deduzidos da depreciação acumulada e das perdas por recuperabilidade, se aplicável. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel - as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e aceitas pelo mercado como adequadas - limitadas ao prazo da concessão ou autorização das usinas, quando aplicável, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro que compõem esses empreendimentos.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

O método de depreciação que vem sendo adotado durante o período de implantação da Usina Hidrelétrica Estreito é o das "unidades produzidas". Por esse método, a depreciação dos custos com os reservatórios, barragens, casa de força e maquinários que entram em operação é reconhecida de forma proporcional à capacidade comercial que o início da geração agrega ao negócio da Companhia. Esse método está sendo adotado ao longo do período em que as oito unidades geradoras entrarem em operação, ou seja, de abril de 2011 a setembro de 2012, conforme atual cronograma de implantação. A Administração da Companhia entende que esse método é o que melhor reflete a relação entre a despesa de depreciação e a geração de receita decorrente da operação dos ativos. Após a entrada em operação da última unidade geradora, o total dos ativos em operação passará a ser depreciado pelo método linear, com base nas vidas úteis estabelecidas pela Aneel.

As taxas médias anuais de depreciação dos ativos da Companhia estão demonstradas na Nota 14 - Imobilizado.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado.

No consolidado, conforme anteriormente mencionado no item "Investimento", em decorrência da aplicação do IFRS 3 - *Business combination*, os ajustes a valor justo reconhecidos nos balanços patrimoniais de aquisição relativos às concessões e autorizações pelo uso do bem público estão registrados de acordo com o estabelecido no Guia de Aplicação do IFRS 3 e CPC 15 – Combinação de negócios. Esses pronunciamentos permitem o reconhecimento do valor justo da concessão e o da unidade de geração como único ativo, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente. A Companhia optou por reconhecer os valores justos dessas concessões ou autorizações como um único ativo no grupo do ativo imobilizado, os quais estão sendo amortizados na extensão dos contratos de concessão ou autorização.



f) Intangível

Os ativos com vida útil definida são registrados pelo custo de aquisição, reduzido da amortização acumulada apurada pelo método linear. A Companhia não tem intangíveis com vidas úteis indefinidas registrados em seus ativos, os quais não seriam amortizados e sim submetidos ao teste de recuperabilidade (*impairment)* anualmente ou sempre que existissem indícios de que o ativo intangível pudesse ter perdido valor.

g) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível

A Companhia avalia periodicamente os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar à perdas de valores não recuperáveis dessas unidades geradoras de caixa ou intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o valor recuperável, essa perda é reconhecida no resultado do período.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos) gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

h) Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Os instrumentos de dívida e de patrimônio são classificados como passivos financeiros ou patrimônio de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio.

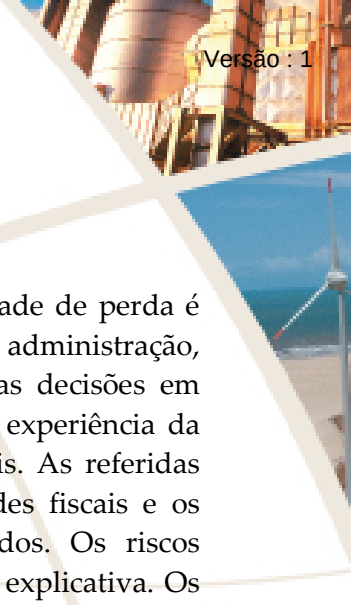
h.1) Passivos financeiros

- Empréstimos, financiamentos, debêntures e concessões a pagar

São instrumentos financeiros mantidos até o vencimento, registrados pelo valor líquido dos custos incorridos nas transações e subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ou seja, custo inicial, acrescido das variações monetárias ou cambiais e dos juros incorridos até a data do balanço patrimonial. Os custos com a captação de recursos são contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e, em consequência, a taxa efetiva é ajustada para fins de apropriação da despesa com juros.

h.2) Instrumento de patrimônio

Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após as deduções de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pela Companhia são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.



i) Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são provisionados. Os riscos avaliados como possíveis não são provisionados, mas sim divulgados em nota explicativa. Os considerados remotos também não são provisionados, sendo mencionados em notas explicativas apenas os de valores relevantes.

j) Benefícios pós-emprego

São registrados pelo líquido entre o valor presente dos compromissos estimados decorrentes dos planos de benefício de pensão e o montante dos ativos garantidores do Plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método da Unidade de Crédito Projetada. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação estimada final.

Os ganhos e perdas atuariais acumulados, apurados anualmente, que se situam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos (“corredor”), não são reconhecidos no passivo e resultado da Companhia. Os ganhos e perdas excedentes ao limite do corredor são reconhecidos no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício.

k) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias (diferenças entre o valor contábil dos ativos e passivos e sua base fiscal), os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) é reconhecido na reserva de incentivo fiscal, no patrimônio líquido.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são integralmente apresentados no grupo não circulante, independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem, conforme previsto nas normas contábeis.

l) Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor de recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

m) Ajuste a valor presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de curto prazo, que resultam em efeitos relevantes, e de longo prazo são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado da data da transação.

n) Transações entre partes relacionadas

Os contratos de mútuo são atualizados pelos encargos contratados e as transações de compra e venda de energia e serviços são realizados em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados.

o) Reconhecimento da receita de venda de energia e serviços

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: (i) é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluam para a Companhia; (ii) o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; (iii) os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; (iv) os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; (v) e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

p) Contratos de arrendamento (*leasing*)

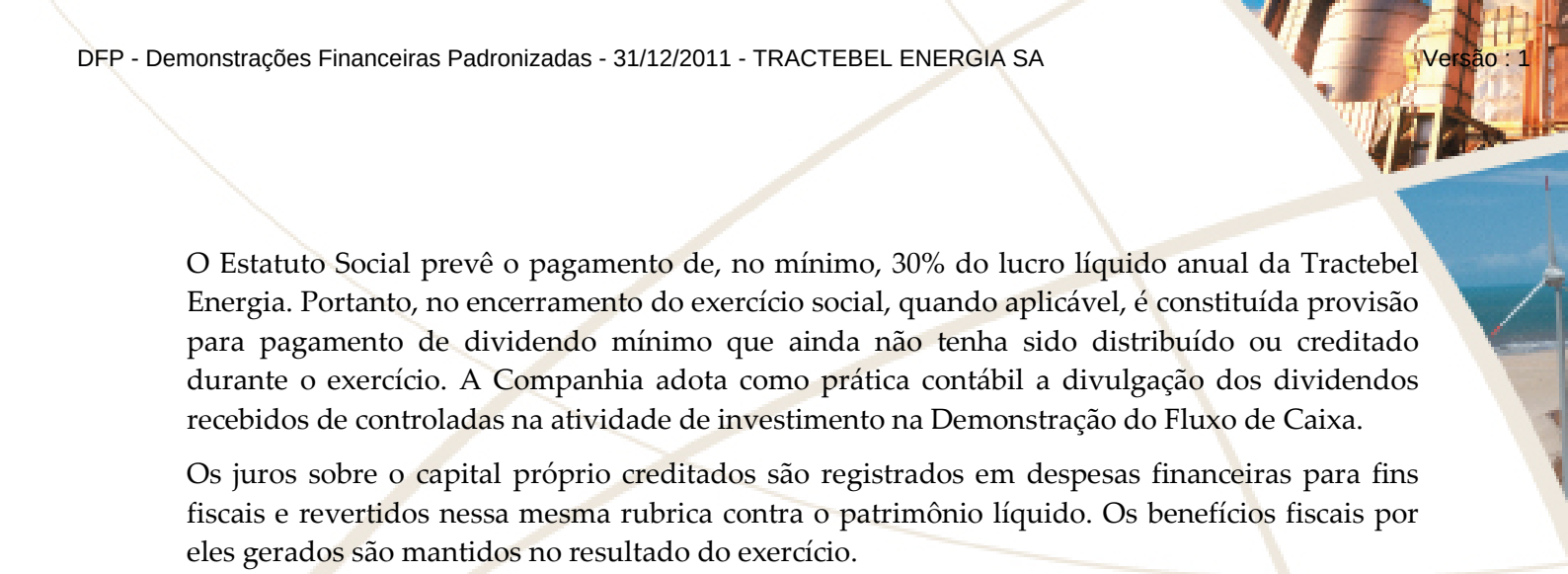
Os contratos são classificados como de arrendamento financeiro quando os termos do arrendamento transferem substancialmente os riscos e recompensas da propriedade para o arrendatário. A Companhia, segundo sua avaliação, não possui operações de arrendamento financeiro. Todos os seus arrendamentos são considerados como operacional, onde os valores contratados são reconhecidos no resultado durante a vigência do contrato.

q) Participação nos resultados e bônus gerencial

São vinculadas ao atingimento de determinados índices financeiros, ao cumprimento de metas individuais e à avaliação de desempenho. São provisionados mensalmente nos custos e despesas operacionais com base nas estimativas da administração.

r) Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares: quando da aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio: na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício: quando da aprovação pela Assembleia Geral.



O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 30% do lucro líquido anual da Tractebel Energia. Portanto, no encerramento do exercício social, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo que ainda não tenha sido distribuído ou creditado durante o exercício. A Companhia adota como prática contábil a divulgação dos dividendos recebidos de controladas na atividade de investimento na Demonstração do Fluxo de Caixa.

Os juros sobre o capital próprio creditados são registrados em despesas financeiras para fins fiscais e revertidos nessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. Os benefícios fiscais por eles gerados são mantidos no resultado do exercício.

s) Uso de estimativas

Na preparação das demonstrações contábeis é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Para fazer essas estimativas, a Administração utiliza as melhores informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. As demonstrações contábeis incluem, portanto estimativas relativas principalmente: (i) à vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a definida pela Aneel; (ii) à avaliação de recuperabilidade de ativos, quando necessária; (iii) às provisões para crédito de liquidação duvidosa; (iv) às provisões necessárias para cobrir eventuais riscos tributários, cíveis e trabalhistas; (v) às premissas usadas para definição das taxas de descontos, de retorno dos ativos e da tábua de mortalidade para os cálculos dos efeitos no passivo e no resultado decorrentes dos benefícios pós-emprego; e (vi) à determinação do valor justo de instrumentos financeiros e das estimativas utilizadas para o cálculo do valor justo e das análises de sensibilidade apresentadas em nota explicativa.

t) Principais julgamentos e fontes de incertezas nas estimativas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos. Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos. Os resultados reais podem ser distintos dos estimados sob variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:



t.1) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e pelos prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. Os montantes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, ativos e passivos, são revisados ao final de cada exercício para a avaliação se serão realizados através de lucros tributáveis futuros, com base em projeções de resultados tributáveis, suportados por estudos técnicos de viabilidade, submetidos anualmente aos órgãos da Administração da Companhia. O imposto de renda e contribuição social diferidos, ativos e passivos, são calculados com base nas alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas ou exigidas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor do que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de se registrar e do montante a ser registrado como ativo fiscal.

t.2) Benefícios pós-emprego

A Companhia reconhece sua obrigação com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) os compromissos decorrentes dos planos de benefício de pensão são determinados atuarialmente usando o método da unidade de crédito projetada. A taxa de desconto usada para o cálculo do valor presente dos compromissos é definida na data do balanço patrimonial, com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com vencimentos similares aos esperados para os pagamentos dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados a valor de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas utilizadas.

t.3) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e aceitas pelo mercado como adequadas, limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando os mesmos são necessários.

t.4) Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperabilidade dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. Na data do encerramento do exercício social, a Companhia realiza uma análise para determinar se existe evidência de que o montante dos ativos de vida longa não será recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos.

O processo de revisão da recuperabilidade de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31.12.2011 a Companhia, com base em suas análises não identificou necessidade de constituir qualquer provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

t.5) Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

É definida com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

u) Pronunciamentos contábeis recentes

As normas IFRS, as alterações de normas existentes e as interpretações de norma (IFRIC) com vigência a partir de 01.01.2011 não tiveram qualquer impacto nas demonstrações contábeis da Companhia. As normas a seguir relacionadas foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados a partir de 01.01.2012 ou em períodos subsequentes.

- IFRS 9 – Instrumentos financeiros

Emitida em novembro de 2009, a norma tem o objetivo de substituir o IAS 39 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração, ao longo de três fases. Esse pronunciamento representa a primeira parte da fase 1 e aborda a mensuração e classificação de ativos financeiros. Em outubro de 2010 foram adicionados a esse normativo os requerimentos para a mensuração e classificação de passivos financeiros. Essas normas são efetivas para os períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando os eventuais efeitos oriundos da aplicação do referido pronunciamento em suas demonstrações contábeis.

- Revisão do IAS 12 – Tributos diferidos: realização de ativos correspondentes

Emitida em dezembro de 2010, a revisão do IAS 12 aborda aspectos relacionados à determinação da maneira esperada de recuperação do imposto de renda diferido ativo e passivo quando a propriedade para investimento é mensurada através do modelo de valor justo do IAS 40 – Propriedades para investimento. As alterações do IAS 12 são aplicáveis aos períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2012. A Companhia entende que as modificações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis.

- IAS 27 – Demonstrações contábeis separadas

Emitida em maio de 2011, a revisão do IAS 27 aborda questões relativas a investimentos em controladas, empresas com controles compartilhados ou associados quando uma entidade prepara demonstrações financeiras separadas. As modificações da norma são efetivas para os períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando se há efeitos oriundos da aplicação das alterações do referido pronunciamento.

- IAS 28 – Investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Emitida em maio de 2011, a revisão do IAS 28 aborda aspectos relacionados ao registro de investimentos em associadas e estabelece os requerimentos para a aplicação do método de equivalência patrimonial para a contabilização de investimentos em associadas e empresas com controle compartilhado. As alterações do IAS 28 são aplicáveis aos períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia está em processo de avaliação quanto aos eventuais impactos das modificações da norma.

- IFRS 10 – Demonstrações contábeis consolidadas

Emitida em maio de 2011, a norma estabelece os princípios para a apresentação e preparação de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais empresas. O IFRS 10 é efetivo para períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando os eventuais efeitos oriundos da aplicação do referido pronunciamento.

- IFRS 11 – Acordos com controle compartilhado

Emitida em maio de 2011, o IFRS 11 aborda aspectos relacionados à definição do tratamento contábil de entidades com controle compartilhado e operações compartilhadas. Essa norma também limita o uso da consolidação proporcional apenas para empresas com operações compartilhadas (*joint operations*), passando a aceitar apenas o método de equivalência patrimonial para empresas com controle compartilhado (*joint ventures*). Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando as características e a essência econômica do controle compartilhado na controlada em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa). Caso a conclusão seja de que o negócio trata-se de um empreendimento com controle compartilhado, a participação no referido negócio deixaria de ser consolidado proporcionalmente à participação da Companhia em seu capital e passaria a ser reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. O investimento na Itasa em 31.12.2011 é de R$ 311.281.

- IFRS 12 – Divulgação de participações em outras entidades

Emitida em maio de 2011, o pronunciamento aborda aspectos relativos à divulgação da natureza e riscos associados a participações detidas em controladas, controladas em conjunto e associadas. Esta norma é aplicável aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está em processo de avaliação dos eventuais efeitos decorrentes da aplicação do referido IFRS.

- IFRS 13 – Mensuração a valor justo

Emitida em maio de 2011 o IFRS 13 define o conceito do valor justo e estabelece em uma única norma os aspectos de mensuração do valor justo e os requerimentos de divulgação relacionados ao valor justo, reduzindo a complexidade, aperfeiçoando a consistência de sua aplicação e aprimorando a comparabilidade das informações apresentadas nas demonstrações contábeis. Esse pronunciamento é efetivo para períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia avalia inicialmente que as alterações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis.

- IAS 19 – Benefícios a empregados

Emitida em junho de 2011, a revisão da norma elimina a abordagem do "corredor" que permite o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. De acordo com o IAS 19 revisado, os ganhos ou perdas atuariais do passivo atuarial deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes. As alterações do pronunciamento são aplicáveis aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. Como consequência da aplicação da alteração na norma, os ganhos atuariais não registrados pela Companhia serão reconhecidos no seu balanço patrimonial em 01.01.2013 e os ganhos e perdas atuariais apurados a partir dessa data serão reconhecidos em outros resultados abrangentes. Em 31.12.2011 a Companhia tem registrado em seu passivo o montante de R$ 165.629 de ganho atuarial diferido a ser amortizado.

- IAS 1 – Apresentação de itens de outros resultados abrangentes

Emitida em junho de 2011, a revisão do IAS 1 abordou aspectos relativos à divulgação de itens de outros resultados abrangentes e estabeleceu a necessidade de segregar os itens que não podem ser potencialmente reclassificáveis para o resultado e os que podem vir a ser reclassificados para o resultado, quando determinadas condições forem cumpridas. As alterações da norma são efetivas para períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia entende que as alterações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis consolidadas.

- IFRIC 20 – Custos de remoção de estéril na fase de produção de mina de superfície

Emitida em outubro de 2011, a interpretação diz respeito a procedimento contábil relativo à retirada de materiais não aproveitáveis de uma mina de superfície para acesso aos recursos minerais. O IFRIC 20 é aplicável aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A referida interpretação não se aplica aos negócios da Companhia.

- Emissão de CPC correspondentes aos pronunciamentos IFRS e interpretações IFRIC

O CPC ainda não editou as respectivas normas, alterações e interpretações técnicas correlacionadas às novas normas IFRS e IFRIC anteriormente mencionadas. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitidas com base nas atualizações realizadas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*), é esperado que esses pronunciamentos, alterações e interpretações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória.

4. – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Caixa e depósitos bancários à vista	**960**	**1.710**	**5.274**	**8.882**
Aplicações financeiras				
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas com títulos públicos federais [3]				
Nota do Tesouro Nacional (NTN – B)	563.011	741.573	735.639	934.407
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	-	50.812	-	64.025
	563.011	**792.385**	**735.639**	**998.432**
Instituições Financeiras [4]				
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	3.148	2.022	18.559	48.106
Operações compromissadas com debêntures	-	-	22.336	27.160
	3.148	**2.022**	**40.895**	**75.266**
Total das aplicações financeiras	**566.159**	**794.407**	**776.534**	**1.073.698**
	567.119	**796.117**	**781.808**	**1.082.580**

A Companhia estruturou suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

Esse Fundo não possui obrigações financeiras significativas, estando essas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de despesas gerais e administrativas.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2011 e 2010 foi de 100,2% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários).

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata em montante sujeito a um insignificante risco de mudança de valor.

[3] São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas pela Selic e estão lastreadas em títulos públicos federais.

[4] Bancos: Safra, Itaú Unibanco, Banco do Brasil, Votorantim e Bradesco.

5. – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Concessionárias	247.788	216.600	319.930	271.921
Comercializadoras	124.038	125.682	51.395	56.524
Consumidores livres	21.836	24.685	151.841	121.788
Exportação	740	740	740	740
Transações no âmbito da CCEE				
-Correntes	19.879	77.402	21.758	79.077
-Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)	2.665	1.056	2.665	1.056
-Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	122.574	122.574	122.574	122.574
	539.520	**568.739**	**670.903**	**653.680**
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(128.617)	(122.574)	(128.754)	(122.574)
	410.903	**446.165**	**542.149**	**531.106**

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de 25 dias a partir do primeiro dia do mês subsequente ao fornecimento.

Composição das contas a receber vencidas

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Até 30 dias	9.397	39.378	10.475	17.013
De 31 a 60 dias	-	14.297	-	14.297
De 61 a 90 dias	-	102	-	102
Mais de 91 dias	132.022	124.993	132.442	125.001
	141.419	**178.770**	**142.917**	**156.413**

Provisão para crédito de liquidação duvidosa

Composição:

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Comercializadora	6.043	-	6.180	-
Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	122.574	122.574	122.574	122.574
	128.617	**122.574**	**128.754**	**122.574**

Comercializadora

A provisão foi constituída em 2011 em razão de inadimplência há longa data de determinada comercializadora em transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Companhia está tomando as medidas cabíveis para a recuperação do valor pendente de recebimento.

Agentes com ações judiciais ou inadimplentes

A provisão é composta pelos seguintes valores:

- R$ 110.498 - corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Os agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A provisão foi constituída em virtude das dúvidas quanto à realização dos valores decorrentes da referida transação.

- R$ 12.076 - refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A Companhia não constituiu qualquer provisão sobre os demais valores vencidos por considerar provável o recebimento dos mesmos.

6. – ESTOQUES

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Insumos para produção de energia	3.739	11.161	6.312	12.346
Almoxarifado	29.249	23.137	30.534	24.093
Adiantamentos a fornecedores	3.501	6.205	3.501	6.205
Outros	2.394	2.538	2.490	3.388
	38.883	**43.041**	**42.837**	**46.032**

7. – TRIBUTOS A RECUPERAR

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Circulante				
PIS [5] e Cofins [6]	68.369	51.640	129.066	66.822
ICMS [7]	7.350	4.178	7.812	4.855
Imposto de renda	4.319	4.719	5.889	14.895
Contribuição social	1.728	1.042	2.375	4.184
INSS [8]	5.650	1.054	5.650	1.062
	87.416	**62.633**	**150.792**	**91.818**
Não circulante				
PIS e Cofins	4.639	13.595	137.832	200.090
ICMS	11.460	11.178	14.413	16.090
Imposto de renda	-	-	7.304	-
Contribuição social	-	-	2.452	-
INSS	-	3.700	6	3.700
	16.099	**28.473**	**162.007**	**219.880**

Os créditos de PIS e Cofins a compensar apresentados na controladora são compostos principalmente pelo valor de R$ 66.191, relativo à ação judicial transitada em favor da Companhia em processo que se discutia a recuperação do PIS e da Cofins recolhidos indevidamente. Em 2011, foram reconhecidos os efeitos do recálculo e da atualização desses créditos, no valor de R$ 20.388, já inclusos no montante total de R$ 66.191. A Companhia está aguardando a autorização da Receita Federal do Brasil para compensar os referidos créditos com tributos federais devidos pela Companhia.

No consolidado, além dos créditos anteriormente citados, estão reconhecidos, principalmente, os créditos de PIS e Cofins decorrentes de aquisições de máquinas e equipamentos e construção de edificações para a implantação de empreendimentos de geração de energia, no montante de R$ 133.301.

Até julho de 2011, os créditos sobre as aquisições de máquinas e equipamentos vinham sendo compensados mensalmente na proporção de 1/48. A partir de agosto de 2011, o saldo dos créditos em 31.07.2011 e os constituídos a partir desta data vêm sendo compensados mensalmente em até 12 (doze) meses, até a sua completa compensação em julho de 2012.

Os créditos oriundos de gastos com construções de edificações vêm sendo compensados mensalmente na proporção de 1/24.

[5]Programa de Integração Social (PIS)
[6]Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins)
[7]Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte (ICMS)
[8]Instituto Nacional do Seguro Social (INSS)

8. – ATIVO DISPONÍVEL PARA VENDA

Em junho de 2011 a Companhia concluiu a venda da totalidade das ações que detinha no capital social da Seival Participações S.A., Empresa de Propósito Específico detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival). O valor da venda foi de R$ 38.523 e o ganho de capital apurado na transação foi de R$ 15.436.

A UTE Seival detém os direitos, inclusive as autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul (RS), com potência instalada de até 540 MW. A empresa não havia desenvolvido qualquer atividade operacional até a data da sua venda.

A Companhia continua avaliando outros projetos termelétricos a carvão mineral na região de Candiota, em consonância com a sua estratégia de crescimento no Brasil.

9. – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Circulante				
Conta reserva transações CCEE				
Fundos de investimentos	32.159	47.872	32.159	47.872
Operações compromissadas em debêntures	-	21.793	378	33.600
CDB	-	-	6.386	81
	32.159	**69.665**	**38.923**	**81.553**
Não circulante				
Conta reserva serviços da dívida				
Fundos de investimentos	-	-	86.025	42.083
Operações compromissadas em debêntures	-	-	-	1.965
CDB	-	-	4.542	7.196
	-	**-**	**90.567**	**51.244**

Conta reserva transações CCEE: destina-se a assegurar a liquidação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito da CCEE, em consonância com as regras daquele mercado. A redução do saldo deve-se a uma menor exposição da Companhia nesse mercado.

Conta reserva serviços da dívida: visa garantir o pagamento dos serviços de dívidas com os bancos financiadores. O acréscimo no saldo deve-se, substancialmente, ao início da constituição da reserva para garantia do financiamento da Usina Hidrelétrica Estreito.

A rentabilidade média das cauções e dos depósitos vinculados em 2011 e 2010 foi de 98,5% e 100% do CDI, respectivamente.

10. – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	Controladora (BRGAAP)				
	31.12.2011				31.12.2010
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	152.818	38.205	-	38.205	41.098
Benefícios pós-emprego	204.680	51.170	18.421	69.591	102.910
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	128.617	32.154	11.575	43.729	41.675
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	129.447	32.362	11.650	44.012	43.280
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	77.973	19.493	7.018	26.511	24.718
Ajuste a valor presente de valores a receber	13.875	3.469	1.249	4.718	4.718
Depreciação acelerada	11.827	2.957	1.064	4.021	5.157
Outros	23.962	5.991	2.157	8.148	24.857
		185.801	**53.134**	**238.935**	**288.413**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)				
	31.12.2011				31.12.2010
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	152.818	38.205	-	38.205	41.098
Benefícios pós-emprego	204.680	51.170	18.421	69.591	102.910
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	128.754	32.188	11.588	43.776	41.675
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	137.711	34.428	12.394	46.822	43.596
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	77.973	19.493	7.018	26.511	24.718
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social	58.256	14.564	5.243	19.807	20.499
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	49.470	12.368	4.452	16.820	17.745
Ajuste a valor presente de valores a receber	13.875	3.469	1.249	4.718	4.718
Depreciação acelerada	11.827	2.957	1.064	4.021	5.157
Outros	28.879	7.219	2.600	9.819	26.124
		216.061	**64.029**	**280.090**	**328.240**

A realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos, oriundos de diferenças temporárias, ocorrerá pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social se realizarão pela geração de lucros tributáveis futuros pelas controladas que, excepcionalmente, apresentaram prejuízo em anos anteriores.

O horizonte de realização do imposto de renda e contribuição social diferidos e sua recuperação foi estimado conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	18.632	20.452
2013	20.458	23.740
2014	30.955	32.289
2015	21.464	24.482
2016	19.176	22.519
2017 a 2018	70.396	79.476
2019 a 2020	22.870	32.735
2021 em diante	34.984	44.397
	238.935	**280.090**

11. – VALORES A RECEBER PELA ALIENAÇÃO DE ATIVO

Nesta rubrica estão registradas as parcelas pendentes de recebimento da Elétrica Jacuí S.A. (Eleja), relativas à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. A partir de fevereiro de 2009, a Eleja suspendeu os pagamentos das parcelas mensais devidas.

O saldo de R$ 86.866, apresentado no balanço patrimonial da controladora e consolidado, corresponde ao valor presente das parcelas que a Companhia tinha a receber em julho de 2009, data em que a Companhia, após diversas tentativas frustradas de retomada dos pagamentos, decidiu iniciar um processo de execução judicial do contrato, exigindo o montante equivalente à totalidade da dívida, uma vez que a inadimplência da Eleja antecipou o vencimento das parcelas vincendas.

A Companhia, a partir de julho de 2009, de forma prudente, decidiu deixar de reconhecer os juros e a variação monetária sobre os valores a receber. A Companhia considera que os valores das garantias contratadas, conforme a seguir mencionado, serão em montante suficiente para a recuperação dos valores a receber.

A ação de execução movida contra a Eleja garantiu à Companhia o arresto dos bens do empreendimento Jacuí, dados em garantia do crédito. Em maio de 2010 foram publicados os editais de citação da executada Eleja, que não apresentou manifestação no processo. Em março de 2011, o arresto foi convertido em penhora e os bens em garantia foram submetidos à avaliação por perito judicial para posterior alienação. O valor da avaliação dos bens penhorados foi de R$ 116.492. A Companhia aguarda a homologação do Juiz acerca da avaliação feita pelo perito judicial, para decidir se irá requerer a propriedade dos bens penhorados ou leva-los à leilão.

O valor nominal das parcelas contratuais não quitadas, em 31.12.2011, atualizado pelo índice contratual, o IGP-DI, totaliza R$ 116.172 (R$ 106.228 em 31.12.2010). O montante total da dívida, incluindo multas e encargos contratuais, supera o valor da avaliação pericial, o que poderá levar a Companhia a solicitar um reforço de penhora.

12. – DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Tributários	91.202	84.720	91.652	85.075
Cíveis	9.727	40.996	10.725	42.485
Trabalhistas	3.130	5.599	3.455	5.904
	104.059	**131.315**	**105.832**	**133.464**

Os valores depositados estão vinculados a processos que tramitam nas esferas judiciais e administrativas. Do montante registrado em 31.12.2011, R$ 40.627 (R$ 68.568 em 31.12.2010) estão diretamente relacionados às provisões de risco prováveis demonstradas na Nota 23 – Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas.

b) Mutação

	Controladora (BRGAAP)				Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total
Saldo em 31.12.2009	**178.108**	**6.574**	**8.800**	**193.482**	**178.212**	**30.297**	**8.800**	**217.309**
Adições	11.985	3.546	535	16.066	12.226	10.118	840	23.184
Incorporação	-	31.311	-	31.311	-	-	-	-
Atualizações	13.056	41	401	13.498	13.066	2.576	401	16.043
Baixas e resgates	(118.429)	(476)	(4.137)	(123.042)	(118.429)	(506)	(4.137)	(123.072)
Saldo em 31.12.2010	**84.720**	**40.996**	**5.599**	**131.315**	**85.075**	**42.485**	**5.904**	**133.464**
Adições	78	10.674	717	11.469	159	11.631	811	12.601
Atualizações	9.727	1.055	255	11.037	9.741	1.055	255	11.051
Baixas e resgates	(3.323)	(42.998)	(3.441)	(49.762)	(3.323)	(44.446)	(3.515)	(51.284)
Saldo em 31.12.2011	**91.202**	**9.727**	**3.130**	**104.059**	**91.652**	**10.725**	**3.455**	**105.832**

Em 2011 foi realizado resgate no valor de R$ 32.936, relativo a uma aplicação financeira que tinha sido contratada para reduzir o custo da fiança bancária que garante a ação judicial que contesta o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) cobrada da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. Essa aplicação deixou de ser exigida pelo Banco sem que o custo da fiança bancária tivesse sido alterado.

13. – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)	
	31.12.2011	31.12.2010
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Equivalência patrimonial	2.433.138	2.162.946
Ágio/Direito de concessão	117.974	119.817
	2.551.112	**2.282.763**

b) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Controladas	Participação (%)	Lote de mil ações ou quotas 31.12.2011	31.12.2010
Itá Energética S.A. (Itasa)	48,75	253.607	253.607
Companhia Energética Estreito (CEE)	99,99	871.003	871.003
Companhia Energética São Salvador (CESS)	99,99	360.789	360.789
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	99,99	30.530	30.530
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	99,99	4.200	4.200
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	99,99	640.329	532.455

b.1) Informações financeiras das controladas

	Itasa	CEE	CESS	Lages	TBLC	TBLP	EAS [9]
31.12.2010							
Participação (%)	**48,75%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**
Ativo total	852.035	2.336.439	1.385.165	84.226	259.985	934.031	-
Patrimônio líquido	598.445	868.509	351.733	71.193	65.431	514.067	-
Receita líquida	222.597	-	145.881	35.353	983.339	74.845	141.523
Lucro líquido (Prejuízo)	46.620	(348)	(24.568)	7.137	(6.646)	(7.010)	(13.811)
31.12.2011							
Participação (%)	**48,75%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**99,99%**	**-**
Ativo total	801.335	2.554.938	1.363.537	66.754	350.800	959.951	-
Patrimônio líquido	638.523	915.408	360.775	59.198	168.254	618.221	-
Receita líquida	242.913	164.467	200.908	39.229	1.500.720	94.181	-
Lucro líquido (Prejuízo)	53.908	46.899	9.042	3.005	102.823	(1.359)	-

[9] Energia América do Sul Ltda. (EAS), controlada incorporada pela Companhia em 30.12.2010.

b.2) Movimentação dos investimentos

	Itasa	CEE	CESS	Lages	TBLC	TBLP	EAS	Outras	Total
Saldo em 31.12.2009	**273.913**	**-**	**324.801**	**64.056**	**72.077**	**497.632**	**653.481**	**23.310**	**1.909.270**
Aquisição	-	712.296	-	-	-	-	-	-	**712.296**
Aumento de capital	-	156.561	51.500	-	-	23.445	152.200	35	**383.741**
Incorporação PPESA	-	-	-	-	-	-	(791.870)	-	**(791.870)**
Equivalência patrimonial	22.727	(348)	(24.568)	7.137	(6.646)	(7.010)	(13.811)	36	**(22.483)**
Venda Seival	-	-	-	-	-	-	-	(23.111)	**(23.111)**
Dividendos	(4.897)	-	-	-	-	-	-	-	**(4.897)**
Saldo em 31.12.2010	**291.743**	**868.509**	**351.733**	**71.193**	**65.431**	**514.067**	**-**	**270**	**2.162.946**
Aumento de capital	-	-	-	-	-	107.874	-	-	**107.874**
Equivalência patrimonial	26.280	46.899	9.042	3.005	102.823	(1.359)	-	-	**186.690**
Baixas/reclassificação	-	-	-	-	-	(2.361)	-	(269)	**(2.630)**
Dividendos	(6.742)	-	-	(15.000)	-	-	-	-	**(21.742)**
Saldo em 31.12.2011	**311.281**	**915.408**	**360.775**	**59.198**	**168.254**	**618.221**	**-**	**1**	**2.433.138**

c) Ágio/direito de concessão – Controladora

Movimentação

Controladas	Itasa	CEE	CESS	Total
Saldo em 31.12.2009	**1.145**	**-**	**34.635**	**35.780**
Amortização	(1.145)	-	(1.266)	(2.411)
Aquisição CEE	-	86.448	-	86.448
Saldo em 31.12.2010	**-**	**86.448**	**33.369**	**119.817**
Amortização	-	(576)	(1.267)	(1.843)
Saldo em 31.12.2011	**-**	**85.872**	**32.102**	**117.974**

Os ágios/direitos de concessão pagos nas aquisições das controladas foram definidos com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa obtidas através de avaliações econômico-financeiras e decorreram da aquisição da concessão ou autorização outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Esses valores estão sendo amortizados no prazo do contrato de concessão ou autorização, em função da sua vida útil definida, uma vez que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições desses investimentos ocorrerão ao longo do prazo de concessão ou autorização.

d) Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. na Energia América do Sul S.A. e desta na Tractebel Energia S.A.

Em 30.12.2010 a Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas aprovou, por unanimidade, a incorporação da Ponte de Pedra (PPESA) na Energia América do Sul Ltda. e desta na Tractebel Energia, mediante versão dos acervos líquidos das empresas na data base de 30.11.2010.

A PPESA tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios. O acervo líquido incorporado foi de R$ 803.218 a valor de livros e de R$ 791.870 a valor justo.



e) Informações sobre as controladas da Companhia

A estrutura societária simplificada da Tractebel Energia está apresentada no relatório de administração que é parte das demonstrações contábeis completas.

e.1) Itá Energética S.A. (Itasa) - controlada em conjunto

A Itasa tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina (SC) e do Rio Grande do Sul (RS), e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada Itasa tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios. Os demais 52 MW da energia assegurada do empreendimento são detidos diretamente pela própria Tractebel Energia.

As quantidades e preços relativos à energia fornecida diretamente aos acionistas foram estabelecidos através de contratos firmados entre as partes e possuem vigência até 16.10.2030. Maiores detalhes sobre os contratos de energia podem ser encontrados na Nota 34 – Transações com partes relacionadas.

As ações representativas do capital social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados nas demonstrações contábeis que estão sendo apresentadas, na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2011	31.12.2010
ATIVO		
Ativo circulante	81.729	82.595
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	44.239	48.847
Imobilizado	675.349	710.326
Intangível	18	10.267
TOTAL DO ATIVO	**801.335**	**852.035**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	100.175	113.697
Passivo não circulante	62.637	139.893
Patrimônio líquido	638.523	598.445
TOTAL DO PASSIVO	**801.335**	**852.035**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2011	31.12.2010
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**242.913**	**222.597**
CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	**(120.277)**	**(108.045)**
LUCRO BRUTO	**122.636**	**114.552**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(15.023)	(19.190)
Outras despesas, líquidas	(13.668)	(736)
	(28.691)	**(19.926)**
Resultado do serviço	**93.945**	**94.626**
Despesas financeiras, líquidas	**(12.275)**	**(23.938)**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**81.670**	**70.688**
Imposto de renda e contribuição social	(27.762)	(24.068)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**53.908**	**46.620**

e.2) Companhia Energética Estreito (CEE)

A CEE foi adquirida de sua controladora GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. em agosto de 2010. Em outubro de 2010 a transação foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) por unanimidade dos acionistas minoritários que votaram a matéria.

O valor total da aquisição foi de R$ 798.744 e o valor de livros do patrimônio líquido na data da aquisição era de R$ 712.296. O valor excedente pago de R$ 86.448 é suportado por projeções de fluxo de caixa futuro e decorreram da aquisição da concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na atividade de geração de energia. Na controladora esse valor está apresentado no investimento e no consolidado no imobilizado, conforme mencionado na Nota 14 - Imobilizado.

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito). A Usina está localizada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados de Tocantins (TO) e Maranhão (MA), nos Municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO), possuindo capacidade instalada de geração de 1.087 MW e energia assegurada para comercialização de 641,08 MW médios. O prazo da concessão é de 35 anos, contados a partir de 26.11.2002, data da assinatura do Contrato de Concessão.

Os demais consorciados do Ceste são a Companhia Vale do Rio Doce, a Estreito Energia S.A. - empresa do Grupo Alcoa e a Intercement Brasil S.A. - entidade do Grupo Camargo Corrêa, com participações de 30%, 25,49% e 4,44%, respectivamente. A liderança do consórcio cabe à CEE.

A energia assegurada da UHE Estreito foi comercializada com distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratada (ACR), através de Leilão promovido pelo Governo Federal, por um período de 30 anos, que se inicia em 01.01.2012. Do total comercializado, a CEE faz jus a 256 MW médios correspondentes à sua participação no Ceste.

Durante o ano de 2011, quatro das oito unidades geradoras iniciaram a operação comercial, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Usina Hidrelétrica Estreito	Potência instalada (MW)	Energia assegurada pertencente à CEE (MW médios)	Início da operação comercial
1ª Unidade geradora	135,87	52,01	29.04.2011
2ª Unidade geradora	135,87	51,69	02.07.2011
3ª Unidade geradora	135,87	50,80	30.09.2011
4ª Unidade geradora	135,87	38,38	23.12.2011
	543,48	**192,88**	

O cronograma de implantação da UHE Estreito prevê a conclusão da entrada em operação de todas as unidades geradoras no terceiro trimestre de 2012.

e.3) Companhia Energética São Salvador (CESS)

A CESS detém a concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador, localizada no Rio Tocantins, nos Municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã, no Estado de Tocantins (TO), com potência mínima instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 148,5 MW médios. O prazo da concessão é de 35 anos, contados a partir de 23.04.2002, data da assinatura do Contrato de Concessão.

A energia da CESS de 148 MW médios foi vendida para distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), através de Leilão organizado pelo Governo Federal, por um período de 30 anos, que se iniciou em janeiro de 2011.

e.4)Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém a autorização da Aneel para atuar como produtor independente de energia, através da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages (SC), utilizando-se de um turbo gerador a vapor de 28 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A controlada possui contrato de venda de energia de 22 MW médios mensais com a distribuidora da região onde atua, com vigência até 31.03.2017.

A Usina obteve, no ano de 2006, o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira na cogeração de energia elétrica.

e.5) Tractebel Energia Comercializadora (TBLC)

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.6) Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias complementares de sua controladora Tractebel Energia. A empresa possui os seguintes investimentos a valores de livros:

	Tupan [10]	Hidropower [11]	Areia Branca [12]	Beberibe [13]	Pedra do Sal [14]	Ibitiúva [15]	EEN [16]	Outros
31.12.2010								
Participação	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%
Ativo total	94.798	71.798	149.133	155.780	101.774	121.744	28	224
Patrimônio Líquido	34.379	38.323	74.701	53.564	30.601	42.058	28	220
Receita líquida	11.704	9.497	10.940	18.552	12.943	11.232	-	138
Lucro líquido (Prejuízo)	288	1.711	(2.288)	2.111	573	3.229	-	(284)
31.12.2011								
Participação	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	95,0%	99,99%	99,99%
Ativo total	85.417	70.059	137.803	151.013	99.979	127.256	63.598	-
Patrimônio Líquido	83.942	43.518	76.729	47.012	29.338	45.545	63.523	-
Receita líquida	16.534	11.815	14.428	13.144	11.797	26.463	-	-
Lucro líquido (Prejuízo)	6.137	5.196	(1.342)	(6.553)	(1.262)	9.396	(314)	-

Ágio / Direito de uso do ativo na controladora TBLP

Empresas	Tupan	Hidropower	Areia Branca	Beberibe	Pedra do Sal	Projeto Trairí	Total
Saldos em 31.12.2009	**86.991**	**79.517**	**7.676**	**48.877**	**23.744**	**2.971**	**249.776**
Ingresso	-	-	-	-	-	162	162
Amortização	(3.796)	(3.714)	(520)	(2.073)	(1.092)	-	(11.195)
Saldos em 31.12.2010	**83.195**	**75.803**	**7.156**	**46.804**	**22.652**	**3.133**	**238.743**
Ingresso	-	-	-	-	-	9.535	9.535
Amortização	(3.795)	(3.458)	(371)	(2.074)	(1.092)	-	(10.790)
Saldos em 31.12.2011	**79.400**	**72.345**	**6.785**	**44.730**	**21.560**	**12.668**	**237.488**

[10] Tupan Energia Elétrica S.A.
[11] Hidropower Energia S.A.
[12] Hidrelétrica Areia Branca S.A.
[13] Eólica Beberibe S.A.
[14] Eólica Pedra do Sal S.A.
[15] Ibitiúva Bioenergética S.A.
[16] Energias Eólicas do Nordeste S.A.

Os ágios/direito de uso do ativo pagos pela TBLP nas aquisições das empresas anteriormente relacionadas foram definidos com base no valor presente de projeções de fluxo de caixa obtidas através de avaliações econômico-financeiras e decorreram da aquisição dos direitos de autorização outorgados pela Aneel para a exploração dos potenciais hidráulicos e eólicos para a geração de energia.

No balanço patrimonial consolidado esses valores correspondem ao ajuste a valor justo das autorizações para a exploração dos potenciais hidráulicos e eólicos. O seu registro foi feito como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, conforme estabelecido no Guia de Aplicação IFRS 3 e CPC 15 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da autorização e o da unidade de geração como único ativo, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Os ágios/direito de uso do ativo estão sendo amortizados na extensão dos contratos de autorização, uma vez que os benefícios econômicos decorrentes da aquisição dos investimentos ocorrerão ao longo do prazo da autorização e a vida útil desse ativo considera como limite os prazos desses contratos.

As principais informações referentes às controladas da TBLP, em 31.12.2011, estão descritas a seguir:

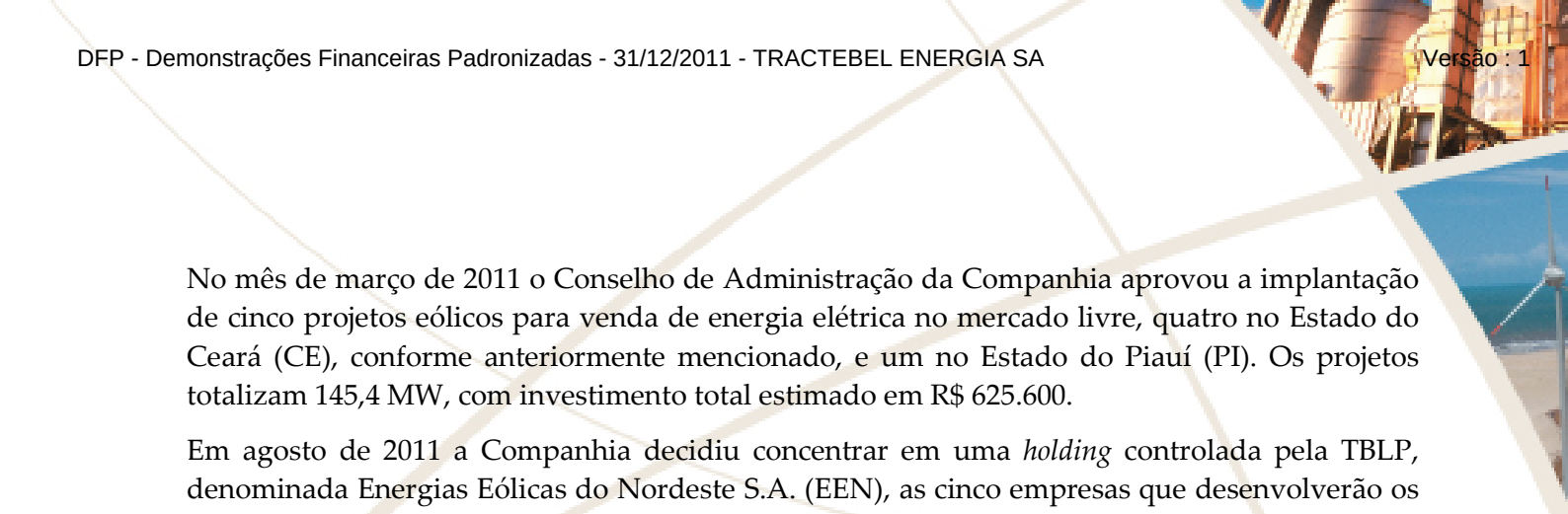
Empresas	Usina	Potência Instalada (MW)	Início da operação	Final da Autorização	Localização – Município (Estado)	Energia contratada (GWh/ano)	Final do contrato de venda
Tupan	PCH	26,60	12.2007	12.2032	Rondonópolis (MT)	85,51	2027
Hidropower	PCH	23,70	02.2007	12.2032	Rondonópolis (MT)	80,79	2027
Areia Branca	PCH	19,80	03.2010	05.2030	Caratinga (MG)	90,84	2030
Beberibe	Eólica	25,60	09.2008	08.2033	Beberibe (CE)	68,52	2028
Pedra do Sal	Eólica	17,85	12.2008	10.2032	Parnaíba (PI)	49,61	2028
Ibitiúva	Biomassa	33,00	05.2010	04.2030	Pitangueiras (SP)	175,20	2025

A energia de referência da Tupan, Hidropower, Areia Branca, Beberibe, Pedra do Sal estão contratadas com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). A quantidade contratada é ajustada periodicamente com base na energia efetivamente gerada pelas referidas usinas. A Ibitiúva vendeu sua energia em Leilão de Energia Reserva promovido pela Aneel no ano de 2008, pelo prazo de 15 anos contados a partir de 2010.

Novos projetos de geração de energia eólica

Em agosto de 2009 a TBLP adquiriu, pelo montante de R$ 2.998, empresas que possuem projetos de geração de energia eólica que compõem o Projeto Trairí, no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada total é de 121,9 MW.

Os projetos adquiridos possuem medições de vento, certificação de geração de energia, licenças ambientais prévias e contrato de arrendamento. Os projetos básicos e de impacto ambiental, exigidos para a licença de instalação, encontravam-se em fase de execução.



No mês de março de 2011 o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implantação de cinco projetos eólicos para venda de energia elétrica no mercado livre, quatro no Estado do Ceará (CE), conforme anteriormente mencionado, e um no Estado do Piauí (PI). Os projetos totalizam 145,4 MW, com investimento total estimado em R$ 625.600.

Em agosto de 2011 a Companhia decidiu concentrar em uma *holding* controlada pela TBLP, denominada Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN), as cinco empresas que desenvolverão os referidos projetos eólicos. Parcela significativa da capacidade comercial dessas usinas foi vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazo.

As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia já foram concedidas pela Aneel. A Companhia concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das 63 torres e aerogeradores, com capacidade de geração de 2,3 MW, cada. Os projetos executivos estão sendo realizados, os equipamentos estão em processo de fabricação e os trabalhos de construção civil nos parques eólicos do Ceará já foram iniciados. Com referência ao projeto localizado no Piauí, a Companhia ainda está no aguardo da liberação da licença de instalação. A conclusão da construção dos parques eólicos está prevista para o ano de 2013.

A Companhia está em fase de negociação de uma linha de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o financiamento dos projetos.

Seguem informações adicionais sobre os projetos.

Empresas	Usina	Capacidade instalada	Localização – Município (Estado)
Central Eólica Mundaú S.A.	Central Eólica Mundaú	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Guajiru S.A.	Central Eólica Guajiru	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Fleixeiras I S.A.	Central Eólica Fleixeiras I	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Trairi S.A.	Central Eólica Trairi	25,4 MW	Trairi (CE)
Eólica Porto das Barcas S.A.	Eólica Porto do Delta	30,0 MW	Parnaíba (PI)

14. –IMOBILIZADO

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)				
		31.12.2011			31.12.2010
	Taxa média de depreciação %	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,8	4.403.730	(2.120.653)	2.283.077	2.422.496
Edificações e benfeitorias	3,1	1.278.692	(698.398)	580.294	595.343
Máquinas e equipamentos	4,1	5.492.866	(3.381.448)	2.111.418	2.227.806
Veículos	20,0	1.643	(1.147)	496	714
Móveis e utensílios	10,0	8.518	(3.971)	4.547	2.748
		11.185.449	**(6.205.617)**	**4.979.832**	**5.249.107**
Obrigações especiais		(13.535)	-	(13.535)	(10.223)
		11.171.914	**(6.205.617)**	**4.966.297**	**5.238.884**
Em curso					
Edificações e benfeitorias		12.625	-	12.625	5.054
Máquinas e equipamentos		63.210	-	63.210	67.994
Aquisições a ratear		6.050	-	6.050	3.338
		81.885	**-**	**81.885**	**76.386**
		11.253.799	**(6.205.617)**	**5.048.182**	**5.315.270**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)				
		31.12.2011			31.12.2010
	Taxa média de depreciação %	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,5	6.807.459	(2.257.034)	4.550.425	3.268.782
Edificações e benfeitorias	3,1	1.746.251	(754.483)	991.768	986.857
Máquinas e equipamentos	3,9	7.323.739	(3.603.332)	3.720.407	3.470.028
Veículos	20,0	1.966	(1.442)	524	755
Móveis e utensílios	10,0	9.888	(4.304)	5.584	3.823
		15.889.303	**(6.620.595)**	**9.268.708**	**7.730.245**
Obrigações especiais		(13.660)	-	(13.660)	(10.348)
		15.875.643	**(6.620.595)**	**9.255.048**	**7.719.897**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		10.892	-	10.892	404.336
Edificações e benfeitorias		12.836	-	12.836	475.204
Máquinas e equipamentos		182.187	-	182.187	888.601
Adiantamento a fornecedores		106.980	-	106.980	70.626
Aquisições a ratear		317.208	-	317.208	417.345
		630.103	**-**	**630.103**	**2.256.112**
		16.505.746	**(6.620.595)**	**9.885.151**	**9.976.009**

As "Aquisições a ratear" registram os valores que serão rateados proporcionalmente ao custo dos ativos quando da conclusão das obras. Parcela significativa deste valor corresponde aos juros sobre os financiamento que são capitalizados durante a construção.

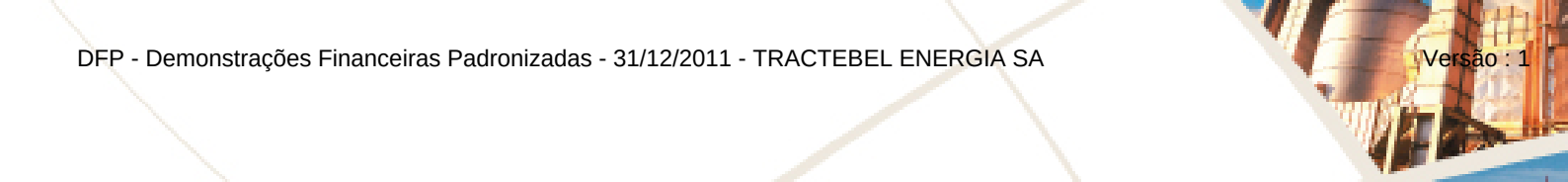
b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora (BRGAAP)						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31.12.2009	1.860.955	538.224	2.020.606	3.059	112.466	(10.395)	4.524.915
Incorporação PPESA	655.125	86.871	278.267	177	1.011	-	1.021.451
Ingressos	-	-	-	-	78.470	491	78.961
Transferências	230	2.924	111.551	856	(115.561)	-	-
Baixas	-	(1)	(902)	(18)	-	(319)	(1.240)
Depreciação	(93.814)	(32.675)	(181.716)	(612)	-	-	(308.817)
Saldo em 31.12.2010	**2.422.496**	**595.343**	**2.227.806**	**3.462**	**76.386**	**(10.223)**	**5.315.270**
Ingressos	-	-	-	-	96.918	(3.312)	93.606
Reclassificação	-	-	-	-	5.699	-	5.699
Transferências	(21.437)	19.306	93.875	5.374	(97.118)	-	-
Baixas	-	-	(5.388)	(16)	-	-	(5.404)
Depreciação	(117.982)	(34.355)	(204.875)	(3.777)	-	-	(360.989)
Saldo em 31.12.2011	**2.283.077**	**580.294**	**2.111.418**	**5.043**	**81.885**	**(13.535)**	**5.048.182**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31.12.2009	3.354.601	1.011.279	3.414.684	3.611	363.574	(10.520)	**8.137.229**
Aquisição CEE	-	-	-	-	1.940.576	-	1.940.576
Ingressos	-	-	-	-	352.371	491	352.862
Transferências	65.111	28.639	301.369	1.761	(396.880)	-	-
Baixas	-	(7)	(1.209)	(42)	(3.529)	(319)	(5.106)
Depreciação	(150.930)	(53.054)	(244.816)	(752)	-	-	(449.552)
Saldo em 31.12.2010	**3.268.782**	**986.857**	**3.470.028**	**4.578**	**2.256.112**	**(10.348)**	**9.976.009**
Ingressos	-	-	-	-	400.847	(3.312)	397.535
Reclassificação	-	-	-	-	5.699	-	5.699
Transferências	1.445.395	55.338	526.394	5.428	(2.032.555)	-	-
Baixas	-	-	(5.585)	(16)	-	-	(5.601)
Depreciação	(163.752)	(50.427)	(270.430)	(3.882)	-	-	(488.491)
Saldo em 31.12.2011	**4.550.425**	**991.768**	**3.720.407**	**6.108**	**630.103**	**(13.660)**	**9.885.151**

c) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas no CPC 27 - Ativo imobilizado e no ICPC 10 - Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28, em 01.01.2009, data da primeira adoção dos IFRS e do CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ou superior ao seu valor justo. O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajuste de avaliação patrimonial". A depreciação sobre o referido ajuste não resultará em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.



Os saldos do imobilizado em 31.12.2011 e 31.12.2010 contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação, de R$ 982.326 e R$ 1.073.015, respectivamente. A depreciação sobre os ajustes ao valor justo nos exercícios findos em 31.12.2011 e 31.12.2010 foi de R$ 86.595 e R$ 87.509, respectivamente.

d) Registro da concessão onerosa contratada ou adquirida em uma combinação de negócios

Até a data da primeira adoção dos IFRS e CPC, em 01.01.2009, as concessões onerosas e autorizações concedidas pela União para o uso do bem público para a geração hidrelétrica, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, vinham sendo registradas com base na melhor referência identificada nas práticas contábeis internacionais (IFRS), uma vez que não havia práticas contábeis específicas nos pronunciamentos brasileiros. A Companhia considerou como referência para o registro destas transações o Guia de Aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção dos IFRS e CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a esta data, de modo que fosse conservada a consistência dos procedimentos.

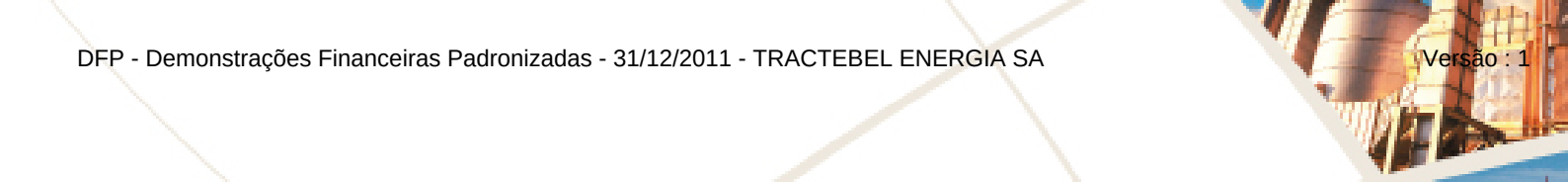
O saldo dessas concessões e autorizações de uso do bem público para a geração de energia no ativo imobilizado em 31.12.2011 e 31.12.2010 é de R$ 589.727 e R$ 612.198, respectivamente, na controladora, e de R$ 1.142.403 e R$ 1.205.286, respectivamente, no consolidado.

e) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há garantia de indenização pelo Poder Concedente, ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original. Dessa forma a Companhia, a partir de 01.01.2007 passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, as quais estão limitadas ao prazo de concessão, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do imobilizado adquiridos até 01.01.2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01.01.2009, data de transição para as normas IFRS e os novos CPC.

f) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos financiamentos e à concessão a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em andamento durante o período de construção das usinas. Os encargos capitalizados durante os exercícios de 2011 e 2010 foram de R$ 101.033 e R$ 37.237, respectivamente.



g) Redução ao valor recuperável de ativos

A Companhia avalia periodicamente os bens do imobilizado e intangível com a finalidade de identificar evidências que levem à perda de valores não recuperáveis desses ativos, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o valor recuperável, essa perda é reconhecida no resultado. Até o momento não há indicativos da existência de redução do valor recuperável dos ativos na Companhia.

h) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para a geração de energia elétrica:

Concessões	Detentora da concessão	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	Tractebel Energia/Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Tractebel Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Tractebel Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	Tractebel Energia	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Ceste [17]	1.087	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, o equivalente a 1.090 MW, 404 MW e 435,6 MW da capacidade instalada das usinas hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, correspondentes, respectivamente, às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

Autorizações	Detentora da autorização	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[18]	33	05.04.2000	04.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	30.10.2002	29.10.2032
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033
EOL Porto das Barcas	Porto das Barcas	30	30.08.2011	09.07.2041
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	27.08.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	27.08.2041

[17] As consorciadas são a controlada Companhia Energética Estreito (40,07%), Vale S.A. (30,%), Estreito Energia S.A. – empresa do Grupo Alcoa (25,49%), e Intercement Brasil S.A., entidade do Grupo Camargo Corrêa (4,44%).
[18] As consorciadas são a controlada Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,90%) e Andrade Açúcar e Álcool (27,10%).

A Companhia possui o correspondente a 21,2 MW da capacidade instalada da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética.

i) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Aneel nº 20/99 de 03.02.1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

j) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a UTE Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete (RS), de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

15. – INTANGÍVEL

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Custo Corrigido	Amortização acumulada	Total
Direito de uso	25.618	(14.794)	**10.824**	21.896	(11.762)	**10.134**
Ágio incorporado da CEM [19]	44.578	(39.550)	**5.028**	44.578	(35.241)	**9.337**
	70.196	**(54.344)**	**15.852**	**66.474**	**(47.003)**	**19.471**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Custo Corrigido	Amortização acumulada	Total
Direito de uso	29.988	(15.696)	**14.292**	25.887	(12.387)	**13.500**
Direito de compra de energia	64.561	-	**64.561**	64.561	-	**64.561**
Direitos do Projeto Trairí	12.668	-	**12.668**	3.133	-	**3.133**
Ágio incorporado da CEM	44.578	(39.550)	**5.028**	44.578	(35.241)	**9.337**
Ágio incorporado da Itasa	72.793	(72.793)	**-**	72.793	(67.803)	**4.990**
	224.588	**(128.039)**	**96.549**	**210.952**	**(115.431)**	**95.521**

O direito de uso e o direito de compra de energia possuem vidas úteis definidas. O primeiro está sendo amortizado em cinco anos e o segundo será amortizado durante a vigência do contrato de compra, de 2013 a 2023.

[19]Companhia Energética Meridional, subsidiária integral incorporada pela Companhia em 2008.

Os ágios da Itasa e da incorporada CEM também possuem vida útil definida. O da Itasa teve a amortização encerrada em dezembro de 2011 e o da CEM será amortizado até fevereiro de 2013.

Os direitos do Projeto Trairí correspondem ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos adquiridos em uma combinação de negócios. A amortização desses direitos será iniciada assim que os projetos eólicos entrarem em operação e será limitada ao prazo de autorização das respectivas usinas.

b) Mutação

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
Saldo em 31.12.2009	**18.238**	**118.033**
Direito de uso	5.904	6.652
Direito de uso – aquisição CEE	-	1.860
Incorporação PPESA	706	-
Transferências	-	(19.251)
Amortização	(5.377)	(11.773)
Saldo em 31.12.2010	**19.471**	**95.521**
Ingresso	3.722	13.757
Transferência para o ativo imobilizado	-	(121)
Amortização	(7.341)	(12.608)
Saldo em 31.12.2011	**15.852**	**96.549**

16. – FORNECEDORES

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	**31.12.2010**	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Encargos de uso da rede elétrica	93.500	81.003	98.979	84.857
Energia elétrica comprada	98.408	53.569	87.970	104.203
Transações no âmbito da CCEE	371	1.337	689	1.337
Materiais e serviços	24.424	34.686	32.494	45.467
Combustíveis fósseis e biomassa	1.037	3.491	873	926
Fornecedores de imobilizado	1.900	-	13.331	32.061
	219.640	**174.086**	**234.336**	**268.851**

17.– IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A PAGAR

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Federais				
Imposto de renda	277.673	305.174	297.121	307.026
Contribuição social	80.131	89.004	86.091	91.006
PIS e Cofins	19.142	20.082	22.192	21.212
INSS	3.663	4.593	4.228	3.960
Outros	1.389	1.185	1.437	1.277
	381.998	**420.038**	**411.069**	**424.481**
Estaduais				
ICMS	**7.443**	**10.461**	**26.584**	**32.225**
Municipais				
ISS	**471**	**589**	**854**	**1.231**
	389.912	**431.088**	**438.507**	**457.937**

A Companhia vem recolhendo o imposto de renda e a contribuição social mensalmente sobre a base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor.

18. – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Bank of America Merrill Lynch	-	430.000	430.000	-	-	-
BNDES	14.965	4.988	19.953	14.965	19.953	34.918
Eletrobras	-	-	-	10.796	-	10.796
Banco do Brasil	-	-	-	3.529	-	3.529
Encargos	8.886	-	8.886	171	-	171
	23.851	**434.988**	**458.839**	**29.461**	**19.953**	**49.414**
Moeda estrangeira						
STN [20]	12.374	97.605	109.979	15.425	104.500	119.925
BNP Paribas (*Floating Rate Note)*	-	97.088	97.088	-	88.964	88.964
Encargos	5.139	-	5.139	4.691	-	4.691
	17.513	**194.693**	**212.206**	**20.116**	**193.464**	**213.580**
	41.364	**629.681**	**671.045**	**49.577**	**213.417**	**262.994**

[20] Secretaria do Tesouro Nacional (STN), líquido de garantias depositadas.

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Bank of America Merrill Lynch	-	430.000	430.000	-	-	-
Eletrobras	-	-	-	10.796	-	10.796
BNDES	106.829	1.319.263	1.426.092	73.064	1.297.836	1.370.900
Bancos (Repasse BNDES)	82.910	960.757	1.043.667	56.086	1.001.920	1.058.006
Banco do Brasil	3.966	19.169	23.135	7.495	23.135	30.630
BRDE	4.556	-	4.556	6.835	4.556	11.391
CEF	-	-	-	5.777	46.234	52.011
Encargos	18.150	-	18.150	9.245	-	9.245
	216.411	**2.729.189**	**2.945.600**	**169.298**	**2.373.681**	**2.542.979**
Moeda estrangeira						
STN	12.374	97.605	109.979	15.425	104.500	119.925
BNP Paribas (*Floating Rate Note*)	-	97.088	97.088	-	88.964	88.964
Encargos	5.139	-	5.139	4.691	-	4.691
	17.513	**194.693**	**212.206**	**20.116**	**193.464**	**213.580**
	233.924	**2.923.882**	**3.157.806**	**189.414**	**2.567.145**	**2.756.559**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2009	**67.954**	**276.776**	**344.730**	**221.346**	**1.465.106**	**1.686.452**
Aquisição CEE	-	-	-	-	1.160.521	1.160.521
Ingressos	-	-	-	-	276.751	276.751
Transferências	44.861	(44.861)	-	352.659	(352.659)	-
Juros gerados	22.777	(3.947)	18.830	126.070	60.683	186.753
Juros capitalizados	-	-	-	(5.988)	(28.706)	(34.694)
Variações cambiais	(779)	(14.551)	(15.330)	(779)	(14.551)	(15.330)
Amortização de principal	(64.458)	-	(64.458)	(390.131)	-	(390.131)
Amortização de juros	(20.778)	-	(20.778)	(113.763)	-	(113.763)
Saldo em 31.12.2010	**49.577**	**213.417**	**262.994**	**189.414**	**2.567.145**	**2.756.559**
Ingressos	-	430.000	430.000	-	502.799	502.799
Transferências	26.001	(26.001)	-	256.485	(256.485)	-
Juros gerados	36.489	(3.996)	32.493	150.186	191.441	341.627
Juros capitalizados	-	-	-	-	(97.279)	(97.279)
Variações cambiais	1.915	16.261	18.176	1.915	16.261	18.176
Amortização de principal	(44.557)	-	(44.557)	(222.615)	-	(222.615)
Amortização de juros	(28.061)	-	(28.061)	(141.461)	-	(141.461)
Saldo em 31.12.2011	**41.364**	**629.681**	**671.045**	**233.924**	**2.923.882**	**3.157.806**



Principais eventos ocorridos em 2011:

- Empréstimo no Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2011 a Companhia contratou um empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch no valor de US$ 273.537 (equivalente a R$ 430.000). As principais condições contratadas são as seguintes:

- Juros: 2,6236% a.a. fixos.
- Vencimento do principal: 20.07.2013, 20.01.2014 e 20.07.2014.
- Amortização dos juros: trimestralmente com início em 20.10.2011 e término em 20.07.2014.
- Compromissos contratuais (*covenants*): EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 e Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou uma operação de *swap*, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira que concedeu o empréstimo, no valor de R$ 430.000, através da qual manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 2,6236% a.a. e uma posição passiva equivalente a 98% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI). A instituição financeira que concedeu o empréstimo garante o pagamento de todos os fluxos de caixa decorrentes da operação de *swap* caso a sua subsidiária brasileira eventualmente não honre com as obrigações contratadas. O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do *swap* ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

A Companhia dispõe do direito de liquidar o principal e os encargos financeiros do empréstimo e da operação de *swap* em base líquida, caso necessário, e fará estas liquidações simultaneamente nos seus respectivos vencimentos, conforme previsto nos contratos.

Desta forma, os instrumentos financeiros e seus respectivos encargos são considerados um único instrumento financeiro sintético e estão sendo apresentados em base líquida no balanço patrimonial e no resultado da Companhia, como um único instrumento financeiro, refletindo de forma mais apropriada os montantes e a indicação dos fluxos de caixa futuros, bem como os riscos a que este fluxo de caixa estará exposto.

Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros será equivalente a 98% do CDI.

- Liberação de recursos pelo BNDES

No ano de 2011 o BNDES liberou R$ 64.403 relativos ao financiamento suplementar concedido para a continuidade da construção da UHE Estreito. O saldo remanescente desse financiamento, pendente de liberação, em 31.12.2011, é de R$ 38.860.

- Pagamento antecipado de financiamento com a Caixa Econômica Federal (CEF)

Em dezembro de 2011 a controlada Tupan amortizou antecipadamente a totalidade de seu financiamento junto à CEF, no montante de R$ 49.427.

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora (BRGAAP)				Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011	%	31.12.2010	%	31.12.2011	%	31.12.2010	%
Moeda nacional								
CDI	438.801	65,39	-	-	438.801	13,90	-	-
TJLP	20.038	2,99	35.066	13,33	2.449.427	77,57	2.465.067	89,43
Não indexado	-	-	14.348	5,46	57.372	1,81	77.912	2,82
	458.839	**68,38**	**49.414**	**18,79**	**2.945.600**	**93,28**	**2.542.979**	**92,25**
Moeda estrangeira								
Dólar norte americano	111.737	16,65	121.747	46,29	111.737	3,54	121.747	4,42
Euro	100.469	14,97	91.833	34,92	100.469	3,18	91.833	3,33
	212.206	**31,62**	**213.580**	**81,21**	**212.206**	**6,72**	**213.580**	**7,75**
	671.045	**100,00**	**262.994**	**100,00**	**3.157.806**	**100,00**	**2.756.559**	**100,00**

d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	31.12.2011	31.12.2010
CDI	11,60%	9,75%
TJLP	6,00%	6,00%
Dólar norte americano	12,58%	-4,31%
Euro	9,25%	-11,14%

e) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Total	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Total
2013	148.322	8.072	156.394	333.892	8.072	341.964
2014	286.666	3.920	290.586	452.254	3.920	456.174
2015	-	97.088	97.088	166.059	97.088	263.147
2016	-	-	-	166.611	-	166.611
2017	-	-	-	166.587	-	166.587
2018 a 2022	-	-	-	797.940	-	797.940
2023 a 2027	-	85.613	85.613	494.893	85.613	580.506
2028 a 2029	-	-	-	150.953	-	150.953
	434.988	**194.693**	**629.681**	**2.729.189**	**194.693**	**2.923.882**

f) Condições Contratadas

	Juros	Condições de pagamento	
		Vencimento	Principal e juros
Moeda nacional			
Controladora			
BNDES	TJLP + 4% a.a. [a]	04.2013	Mensais
Bank of America Merrill Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: 07.2013, 01.2014 e 07.2014 Juros: trimestrais
Controladas			
BNDES	TJLP + (1,89% a 4,0% a.a.) [a]	09.2013 a 06.2029	Mensais
BNDES - Crédito Social[b]	TJLP	06.2018	Mensais, após 07.2012 [e]
BNDES - Subcrédito B[c]	4,5% a.a.	01.2020	Mensais
Bancos (Repasse BNDES) [d]	TJLP + (2,95% a 3,85% a.a.) [a]	09.2013	Mensais
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. [a]	08.2012	Mensais
Banco do Brasil	8,08% a.a. [f]	10.2017	Mensais
Moeda estrangeira			
Controladora			
STN	*Libor* + 1,075% a.a.	04.2024	Semestral
BNP Paribas	*Euribor*+ 2,75%a.a.	11.2015	Anual

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.
[b] Crédito destinado a financiar exclusivamente projetos sociais e ambientais do empreendimento Estreito. O saldo em 31.12.2011 é de R$ 16.344.
[c] Crédito destinado a financiar máquinas e equipamentos da Usina Ibitiúva. O saldo em 31.12.2011 é de R$ 34.082.
[d] Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim.
[e] Os juros são pagos trimestralmente no período compreendido entre 11.2010 e 06.2012.
[f] Taxa fixa já considerando o bônus de adimplência de 15% para pagamento até a data de vencimento.

g) Garantias

g.1) Controladora

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

- Bank of America Merrill Lynch: nota promissória, no valor de US$ 273.537 em favor do Bank of America N.A.

- BNDES: carta de fiança do Itaú Unibanco, no valor correspondente ao saldo da dívida, em caso de execução, com validade até 15.10.2013.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

- Secretaria do Tesouro Nacional (STN): (a) cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R$ 70.562, em 31.12.2011 (R$ 60.420 em 31.12.2010), o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, uma vez que será utilizado obrigatoriamente para amortizar o principal no vencimento do contrato. Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

g.2) Controladas

BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

- Financiamento de empreendimentos hidrelétricos: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades.

Além dessas garantias, para a Itasa há, também, caução da totalidade das ações dessa controlada e, para a CEE, o penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, GSELA.

- Financiamento de Projetos Eólicos, de Biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; e (c) recebíveis e conta reserva. Além dessas garantias, para a Ibitiúva foi concedida uma fiança corporativa da Tractebel Energia.

BRDE: (a) cessão dos direitos creditórios do contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado com distribuidora compradora da energia da Usina; (b) cessão dos direitos emergentes da autorização concedida pela Aneel para estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica; (c) obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

Banco do Brasil: (a) totalidade das ações representativas do capital social; (b) recebíveis e conta reserva; e (c) fiança corporativa da Tractebel Energia.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

A Companhia possui os seguintes compromissos contratuais estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	*Covenants*
Controladora	
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA[21]/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5
BNDES	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 30%
Controladas	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CEE e Areia Branca	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,2
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CESS, Beberibe e Pedra do Sal	Índice de cobertura do serviço da dívida [22] ≥ 1,3
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - Itasa	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 40%

[21]EBITDA: Lucro operacional - resultado financeiro - depreciação e amortização.
[22]Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Dívida	*Covenants*
BNDES - Ibitiúva	(i) Índice de Endividamento Geral ≤ 0,80 (ii) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
BRDE	(Passivos circulante + não circulante) / ativo total ≤ 66%
Banco do Brasil	(i) Patrimônio líquido / ativo total ≥ 0,35 (ii) Margem EBITDA[23] (EBITDA/ROL) ≥ 0,80 (iii) EBITDA/ despesas financeiras ≥ 2,70 (iv) Dívida financeira total / EBITDA ≤ 4,0 (v) Ativo circulante / passivo circulante ≥ 1,2 (vi) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia, exceto quanto ao comentado a seguir.

A controlada indireta Hidropower possui cláusulas restritivas em seu contrato de financiamento que requerem a manutenção de certos índices financeiros, entre eles o de liquidez corrente, o de cobertura do serviço da dívida e o de margem EBITDA.

Em decorrência de aspectos estruturais, o passivo circulante dessa empresa encontra-se em nível acima do inicialmente previsto no momento da contratação do financiamento, o que afeta negativamente tanto o índice de liquidez quanto o de cobertura do serviço da dívida.

A Companhia obteve uma dispensa de cumprimento da referida cláusula contratual (*waiver)* do Banco do Brasil pelo eventual não cumprimento de qualquer um dos compromissos financeiros estabelecidos no contrato, até a liquidação do financiamento. A dívida em 31.12.2011 é de R$ 23.290 (R$ 27.245 em 31.12.2010).

19. – DEBÊNTURES

a) Composição

	31.12.2011			31.12.2010		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Controladora (BRGAAP)						
1ª Emissão - 1ª Série	-	-	-	150.558	-	150.558
2ª Emissão – série única	149.046	299.328	448.374	-	420.668	420.668
3ª Emissão – série única	-	-	-	604.064	-	604.064
4ª Emissão – séria única	-	-	-	80.000	320.890	400.890
Cana Brava – séria única	15.880	8.526	24.406	14.437	24.406	38.843
Juros	18.614	-	18.614	46.119	-	46.119
Total Controladora	**183.540**	**307.854**	**491.394**	**895.178**	**765.964**	**1.661.142**
Itasa - 1ª e 2ª Séries	-	-	-	9.034	16.380	25.414
Juros	-	-	-	805	-	805
Total Consolidado (BRGAAP e IFRS)	**183.540**	**307.854**	**491.394**	**905.017**	**782.344**	**1.687.361**

[23] Margem EBITDA: EBITDA / Receita operacional líquida (ROL)

b) Mutação das debêntures

	Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2009	**117.340**	**1.577.213**	**1.694.553**	**126.407**	**1.601.783**	**1.728.190**
Transferências	839.509	(839.509)	-	847.699	(847.699)	-
Juros gerados	152.804	5.093	157.897	155.947	5.093	161.040
Variações monetárias	16.214	23.167	39.381	19.562	23.167	42.729
Amortização de principal	(77.159)	-	(77.159)	(87.718)	-	(87.718)
Amortização de juros	(153.530)	-	(153.530)	(156.880)	-	(156.880)
Saldo em 31.12.2010	**895.178**	**765.964**	**1.661.142**	**905.017**	**782.344**	**1.687.361**
Transferências	484.054	(484.054)	-	500.434	(500.434)	-
Juros gerados	87.387	2.509	89.896	89.109	2.509	91.618
Variações monetárias	9.971	23.435	33.406	11.058	23.435	34.493
Amortização de principal	(1.169.274)	-	(1.169.274)	(1.195.775)	-	(1.195.775)
Amortização de juros	(123.776)	-	(123.776)	(126.303)	-	(126.303)
Saldo em 31.12.2011	**183.540**	**307.854**	**491.394**	**183.540**	**307.854**	**491.394**

A Companhia, no ano de 2011, fez as seguintes amortizações de debêntures, nas suas datas de vencimento ou de forma antecipada.

	Valor	Data
Controladora		
3ª emissão	637.175	01.04.2011
1ª série da 1ª emissão	169.280	29.04.2011
4ª emissão	414.845	21.07.2011
Controlada		
2ª série da emissão da controlada Itasa	14.771	01.06.2011
1ª série da emissão da controlada Itasa	14.257	02.12.2011

Liquidações antecipadas

Em 2011 a Companhia liquidou antecipadamente as debêntures de sua 4ª emissão pelo valor de R$ 414.845, além de um custo adicional decorrente da antecipação de R$ 4.000. A amortização foi feita com parte dos recursos obtidos através do empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch, conforme já mencionado. As referidas debêntures liquidadas tinham um encargo financeiro total de 110% do CDI e a última parcela anual de amortização do principal venceria em novembro de 2015.

Ainda em 2011 a controlada Itasa também quitou antecipadamente, com recursos próprios, as suas debêntures de 1ª e 2ª séries no valor total de R$ 59.545. O montante correspondente à participação acionária da Companhia correspondeu a R$ 29.028. As debêntures tinham um custo de IGP-M + 9,4% a.a. e venceriam em parcelas anuais até junho de 2013.

c) Condições contratadas

			Condições de Pagamento		
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Garantia
Controladora					
2ª Emissão - série única	35.000	IPCA [24] + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 05.2012/13/14	Sem garantia
Cana Brava – série única	7.773	TJLP + 4% a.a. [25]	Semestralmente em 01.04 e 01.10, até 01.04.13	Semestralmente em 01.04 e 01.10, até 01.04.13	Recebíveis da venda de energia

d) Variação do IPCA e taxa TJLP

	31.12.2011	31.12.2010
IPCA	6,50%	5,91%
TJLP	6,00%	6,00%

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

Os vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante serão em 2013 e 2014 nos valores de R$ 158.116 e R$ 149.738, respectivamente.

f) Compromissos contratuais (*covenants*)

A Companhia possui os seguintes compromissos financeiros estabelecidos em seus contratos de debêntures:

Dívida	*Covenants*
Tractebel Energia:	
2ª emissão – série única	EBITDA / despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 2,5
Cana Brava – série única	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 30%

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

[24] Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)

[25] O montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

20. – CONCESSÕES A PAGAR

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Usina Hidrelétrica Cana Brava	432.721	373.704	432.721	373.704
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	395.652	347.321	395.652	347.321
Usina Hidrelétrica São Salvador	-	-	401.132	379.736
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	36.447	34.186
	828.373	**721.025**	**1.265.952**	**1.134.947**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	2.643	2.499	45.688	42.297
Passivo não circulante	825.730	718.526	1.220.264	1.092.650
	828.373	**721.025**	**1.265.952**	**1.134.947**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia nas seguintes usinas hidrelétricas: Cana Brava, Ponte de Pedra, São Salvador e Estreito. 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 à União, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo. Informações adicionais sobre o registro no ativo estão apresentadas na Nota 14 - Imobilizado.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação. A taxa de desconto utilizada para as concessões a pagar de Cana Brava, São Salvador e Estreito foi de 10% a.a. e da Ponte de Pedra foi de 8,28% a.a.

Durante a construção das usinas a atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo imobilizado e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

Os valores originais contratados, atualizados monetariamente pela variação anual do IGP-M (Cana Brava, Ponte de Pedra e Estreito) e do IPCA (São Salvador), a seguir indicados, são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais.

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
De 01.01.2012 a 31.07.2023	680	7.990	2.138	25.492
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	195.734	1.957.338
		620.790		**1.982.830**

Usinas e anos de pagamento	Valor original		Valor atualizado	
	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
De 01.01.2012 a 30.09.2019	200	1.550	527	4.344
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	45.804	45.804
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	87.958	1.231.415
		453.281		**1.281.563**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
De 01.01.2012 a 30.04.2037	20.000	**508.333**	41.548	**1.072.077**
Usina Hidrelétrica Estreito				
De 01.01.2012 a 31.12.2037	1.794	**46.796**	3.773	**99.332**

a) Mutação

	Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2009	**1.857**	**307.432**	**309.289**	**37.419**	**920.055**	**957.474**
Aquisição de Estreito	-	-	-	2.831	31.355	34.186
Incorporação da PPESA	514	346.807	347.321	-	-	-
Transferências	2.011	(2.011)	-	38.649	(38.649)	-
Juros gerados	-	31.414	31.414	-	92.220	92.220
Variações monetárias	-	34.884	34.884	-	87.669	87.669
Amortizações	(1.883)	-	(1.883)	(36.602)	-	(36.602)
Saldo em 31.12.2010	**2.499**	**718.526**	**721.025**	**42.297**	**1.092.650**	**1.134.947**
Transferências	2.672	(2.672)	-	47.834	(47.834)	-
Juros gerados	-	66.543	66.543	-	112.407	112.407
Juros capitalizados	-	-	-	-	(3.754)	(3.754)
Variações monetárias	-	43.333	43.333	-	66.795	66.795
Amortizações	(2.528)	-	(2.528)	(44.443)	-	(44.443)
Saldo em 31.12.2011	**2.643**	**825.730**	**828.373**	**45.688**	**1.220.264**	**1.265.952**

b) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2013	972	40.712
2014	934	37.062
2015	899	33.742
2016	866	30.717
2017	836	27.973
2018 a 2022	116.608	219.461
2023 a 2027	338.942	402.786
2028 a 2032	313.937	353.563
2033 a 2037	51.736	74.248
	825.730	**1.220.264**

21. – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Passivo circulante				
Provisão para participação nos resultados e bônus gerencial	34.303	30.031	34.303	30.031
Provisão para férias e encargos	15.744	13.918	16.423	14.679
Programa de Demissão Voluntária (PDV)	2.783	6.808	2.783	6.808
Outras	201	3.327	201	3.363
	53.031	**54.084**	**53.710**	**54.881**

Provisão para participação nos resultados e bônus gerencial

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consistem em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados - aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial - aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculados aos resultados das suas áreas e ao desempenho individual.

22. – OBRIGAÇÕES COM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Passivo circulante				
FNDCT	1.015	2.541	1.324	2.714
MME	507	1.270	662	1.356
Projetos	14.104	8.184	17.404	10.921
	15.626	**11.995**	**19.390**	**14.991**
Passivo não circulante				
Projetos	**36.649**	**40.622**	**38.959**	**41.260**

A Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm a seguinte destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério das Minas e Energia (MME) a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

Em 31.12.2011 a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 56.363 para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 15.228 já estavam comprometidos com projetos em andamento e o montante remanescente ainda não estava vinculado a projetos em avaliação pela Aneel.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa a inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

23. – PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

As ações e reclamações de naturezas tributárias, cíveis e trabalhistas que, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração da Companhia, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro estão provisionadas por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos.

a) Composição

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	**31.12.2010**	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Riscos tributários prováveis				
INSS	15.451	29.827	15.451	29.827
Outros	2.418	2.433	2.418	2.433
	17.869	**32.260**	**17.869**	**32.260**
Riscos cíveis prováveis				
Tarifa de uso do sistema de transmissão	49.603	37.412	49.603	37.412
Contratos com fornecedores	23.815	22.288	29.619	22.288
Benefício de aposentadoria	9.787	26.844	9.787	26.844
Ambientais	7.069	6.317	7.069	6.317
Doença ocupacional e acidente do trabalho	4.407	6.536	4.407	6.536
Ações diversas	8.217	6.495	11.856	9.046
	102.898	**105.892**	**112.341**	**108.443**
Riscos trabalhistas prováveis	**10.996**	**13.579**	**10.996**	**13.579**
Total das provisões para riscos prováveis	**131.763**	**151.731**	**141.206**	**154.282**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	7.640	10.720	8.615	10.866
Passivo não circulante	124.123	141.011	132.591	143.416
	131.763	**151.731**	**141.206**	**154.282**

a.1) Riscos tributários prováveis

Instituto Nacional do Seguro Social (INSS)

O saldo em 31.12.2011 é composto, substancialmente, por uma Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) recebida pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na referida notificação para as mencionadas competências, e que somente poderia ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tivesse direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência.

Em razão do Conselho de Recursos da Previdência Social ter julgado improcedente o recurso da Companhia, em outubro de 2010, foi interposto medida judicial visando à discussão de mérito, sendo depositado em juízo, no mesmo mês, o valor de R$ 11.946.

Em julho de 2011 foi emitida sentença que indeferiu o pedido da Companhia, que apelou ao Tribunal Regional Federal (TRF). O montante da provisão em 31.12.2011 é de R$ 13.428 (R$ 16.478 em 31.12.2010).

Em dezembro de 2011 a Companhia obteve decisão transitada em julgado em seu favor de uma notificação que decorria de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a empregados. O objeto dessa notificação tinha sido contestado pela Companhia, sob a alegação de que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. Em consequência da decisão favorável, a Companhia baixou a provisão no valor de R$ 8.096.

a.2) Riscos cíveis prováveis

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Refere-se à ação ajuizada visando reduzir a TUST paga pela Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra ao montante equivalente ao cobrado de outra usina com características semelhantes. De junho de 2006 a janeiro de 2007 a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar e depositar judicialmente a diferença entre o valor cobrado e o pago. A partir de fevereiro de 2007, a Companhia substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária.



Contratos com fornecedores

Os principais riscos vinculados a contratos com fornecedores são os seguintes:

- Companhia de Interconexão Energética (Cien) - refere-se à ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien para requerer o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002. Em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. A Cien interpôs recurso contra essa decisão e em outubro de 2010 foi definida a permanência da Aneel no polo passivo e com o consequente envio do processo para a Justiça Federal. A Cien se opôs a essa decisão e ingressou com novo recurso, o qual foi aceito em março de 2011, sendo decidido que o processo deveria voltar para a Justiça Comum. A Companhia interpôs recurso especial contra tal decisão e atualmente aguarda a análise de admissibilidade do recurso. O valor provisionado em 31.12.2011 é de R$ 19.754 (R$ 17.959 em 31.12.2010).

- Fornecedor de energia – corresponde a ação que pleiteia a cobrança de valores apurados no âmbito do MAE (atualmente CCEE), durante o período de racionamento de energia, compreendido entre setembro de 2000 e dezembro de 2002. Em setembro de 2011 a controlada Itasa foi intimada a quitar o montante envolvido, conforme decisão do julgamento em 1ª instância. No entanto, em virtude da existência de outro processo, no qual a controlada solicita a compensação de valores com o mesmo grupo econômico e, que ainda está no aguardo de julgamento, foi definido pela controlada a contratação de uma carta fiança para a garantia do valor total da causa, ou seja, de R$ 7.479. Sendo assim, a controlada aguarda o andamento dos processos para que seja definida ou não a compensação de parte do valor com esse grupo econômico. A provisão em 31.12.2011 é de R$ 5.631, e o restante do valor, de R$ 1.848, está registrado na rubrica “outras obrigações”, no passivo não circulante, por se tratar de faturas emitidas contra a controlada, naquela época, as quais estão pendentes de pagamento.

Benefício de aposentadoria

Refere-se, substancialmente, à ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), por meio da qual os participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo Tribunal de Justiça de Santa Catarina, é contrária aos interesses da Eletrosul e ELOS. Em 2011 a Companhia firmou um acordo com a maior parte dos reclamantes resultando em um pagamento de R$ 2.021 e a assunção de uma dívida parcelada com a Fundação ELOS de R$ 10.811. Em função desse acordo, parte da provisão, no montante de R$ 17.338, foi baixada e, para cobrir os riscos relativos à ação dos reclamantes que não aderiam ao acordo, foi mantida uma provisão, cujo saldo em 31.12.2011 é de R$ 9.469.



Ambientais

A Companhia possui cinco ações civis públicas ambientais. Em três dessas ações o objeto versa sobre a implantação de faixa de Área de Preservação Permanente (APP) de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório e a implantação de reflorestamento. Em dois desses processos a Companhia foi condenada a implantar faixa de APP. Os demais processos têm como objeto supostos danos causados pelo enchimento do reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava e o despejo de cinzas da Usina Termelétrica Charqueadas. Essas ações estão seguindo seus trâmites normais na justiça.

Doença ocupacional e acidente do trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva. As previsões iniciais de condenação não se confirmaram e o resultado dessas ações tem sido amplamente favorável à Companhia. A provisão é constituída para cada causa considerando o provável desembolso futuro que a Companhia espera ter para encerrar a ação por acordo ou condenação.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações requerendo reassentamento rural ou emissão de carta de crédito e ações indenizatórias ajuizadas por pessoas físicas e jurídicas que alegam ter sido atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

a.3) Riscos trabalhistas prováveis

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicatos ou por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, a pedidos de vínculo empregatício, FGTS, horas extraordinárias, complementação de benefício na Previdência Complementar e indenizações diversas.

b) Movimentação das provisões para riscos prováveis

	Controladora (BRGAAP)			
	Tributários	**Cíveis**	**Trabalhistas**	**Total**
Saldo em 31.12.2009	**27.568**	**65.806**	**16.056**	**109.430**
Incorporação PPESA	2.315	40.113	-	42.428
Adições	-	3.185	3.370	6.555
Atualizações	2.650	7.116	2.115	11.881
Pagamentos	(31)	(1.522)	(3.123)	(4.676)
Reversões	(242)	(8.806)	(4.839)	(13.887)
Saldo em 31.12.2010	**32.260**	**105.892**	**13.579**	**151.731**
Adições	-	9.620	1.892	11.512
Atualizações	2.939	11.499	1.229	15.667
Pagamentos	-	(15.056)	(2.511)	(17.567)
Reversões	(17.330)	(9.057)	(3.193)	(29.580)
Saldo em 31.12.2011	**17.869**	**102.898**	**10.996**	**131.763**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total
Saldo em 31.12.2009	**27.568**	**96.471**	**16.056**	**140.095**
Adições	2.315	10.820	3.370	16.505
Atualizações	2.650	11.480	2.115	16.245
Pagamentos	(31)	(1.522)	(3.123)	(4.676)
Reversões	(242)	(8.806)	(4.839)	(13.887)
Saldo em 31.12.2010	**32.260**	**108.443**	**13.579**	**154.282**
Adições	-	24.760	1.892	26.652
Atualizações	2.939	11.695	1.229	15.863
Pagamentos	-	(15.065)	(2.511)	(17.576)
Reversões	(17.330)	(9.119)	(3.193)	(29.642)
Reclassificação para imobilizado	-	(8.373)	-	(8.373)
Saldo em 31.12.2011	**17.869**	**112.341**	**10.996**	**141.206**

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos não apresentam risco provável de desembolso futuro. Os valores relativos a esses processos não são provisionados, sendo apenas mencionados em notas explicativas, conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Tributárias	461.053	530.830	991.883	408.986	478.882	887.868
Cíveis	9.631	371	10.002	14.459	466	14.925
Trabalhistas	10.940	15.407	26.347	8.288	20.331	28.619
	481.624	**546.608**	**1.028.232**	**431.733**	**499.679**	**931.412**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Tributárias	499.551	530.830	1.030.381	435.710	478.882	914.592
Cíveis	12.237	1.351	13.588	17.205	485	17.690
Trabalhistas	10.940	15.407	26.347	8.288	20.331	28.619
	522.728	**547.588**	**1.070.316**	**461.203**	**499.698**	**960.901**



c.1) Riscos tributários avaliados como possíveis

Os principais riscos de natureza tributária avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como de risco possível são os seguintes:

Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)

Em 30.12.2010 a Receita Federal do Brasil expediu auto de infração, sob a alegação de que a Companhia efetuou nos anos-calendários de 2005, 2006 e 2007, exclusões não autorizadas na apuração de imposto de renda e contribuição social, referentes a valores de RIC.

O Decreto-Lei nº 1.506/1976, de 23.12.1976, instituiu importante benefício fiscal ao setor elétrico brasileiro, isentando a RIC da incidência do imposto de renda.

Assim, sobre as imobilizações em curso realizadas com capital próprio ou empréstimos passaram a incidir juros de até 10% a.a., acrescidos ao ativo diferido vinculado às respectivas obras em andamento, cuja contrapartida era registrada no resultado do período e constituía receita isenta de imposto de renda.

Em 12.12.1985 o então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria nº 250/1985, alterou a contabilização até então adotada e a remuneração das imobilizações em curso (juros de até 10% a.a.), objeto de benefício da isenção do imposto de renda, por força do Decreto-lei nº 1.506/1976, até então registrada no resultado, passou a receber duas classificações contábeis distintas: a) a parcela referente às obras realizada com capital próprio passou a ser lançada no patrimônio líquido e, portanto, sem efeito no resultado do período; e b) a parcela referente às obras realizadas com empréstimos passou a ser lançada a crédito do ativo diferido para posterior amortização no resultado, concomitantemente com os valores contratuais lançados a débito, também, do ativo diferido. Com esse procedimento a parcela da receita isenta decorrente de obras realizadas com empréstimos, que anteriormente era contabilizada no resultado no momento de sua apuração, passou a ser reconhecida no resultado, com exclusão para fins de apuração do lucro real, somente quando: i) o ativo em construção que lhe dera origem entrasse em operação ou (ii) ocorresse a baixa do respectivo bem.

Este novo procedimento contábil permaneceu até 31.12.1995, sendo alterado pela Portaria nº 526, de 22.11.1995, do DNAEE, que, entre outras providências, determinou a transferência dos saldos existentes no ativo diferido, relativamente à remuneração das imobilizações em curso, para o imobilizado e extinguiu o cálculo e contabilização da RIC correspondente à parcela das obras realizada com capital de terceiros, permanecendo apenas a remuneração sobre a parcela das obras realizada com capital próprio.

A isenção garantida pelo mencionado Decreto-Lei foi revogada pela Lei nº 9.718, de 27.11.1998, o que levou a Companhia a suspender seu cálculo e sua contabilização a partir de 01.01.1999.

Dessa forma, os valores de RIC que estão sendo glosados pela autoridade fiscal referem-se a receitas anteriormente diferidas, calculadas ao amparo do referido Decreto-Lei e, portanto, beneficiados pela isenção do imposto de renda, que estão sendo reconhecidas no resultado durante a operação das usinas que lhe deram origem.

A Administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que os argumentos utilizados para impugnar o lançamento do crédito fiscal propiciam uma expectativa otimista de êxito ao final da demanda. O montante atualizado dessa autuação em 31.12.2011 é de R$ 350.919 (R$ 322.652 em 31.12.2010).



Denúncia espontânea

A Companhia fez compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação (PER/DCOMP), sem a incidência de multas. Dessa forma, a Receita Federal do Brasil homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se cogita que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante da notificação atualizado em 31.12.2011 é de R$ 52.809 (R$ 47.946 em 31.12.2010).

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte (ICMS)

A Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao fato gerador. Pelo entendimento do fisco, essa prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado.

A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual o mesmo está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade responsável pelos ajustes dessa medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente.

O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente a partir dessa data é possível faturar a energia consumida pelo cliente.

Em relação aos processos atribuídos à controlada TBLC foi apresentado recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas (TIT) que reduziu o montante e a multa em um dos processos e manteve os valores originalmente atribuídos ao outro.

Existem dois processos aplicados à Tractebel Energia, sendo que em um deles houve redução do valor e da multa, porém a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra esta redução e, em outro processo, ainda não houve julgamento.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores entendem que a totalidade dos lançamentos está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda.

Os referidos autos de infração estão sendo contestados pela Companhia juntamente com seus advogados. O montante atualizado desses autos em 31.12.2011 é de R$ 13.628 (R$ 9.210 em 31.12.2010), na controladora, e de R$ 51.694 (R$ 35.720 em 31.12.2010), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham os autos de infração, a Administração da Companhia e seus advogados entendem que o valor efetivamente devido seria inferior a 10% do lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor acima informado.



Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

Em junho de 2008 a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis (SC), relativamente à parte do auto de infração emitido pela Receita Federal do Brasil, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Nesse auto, o fisco também exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN).

Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, e foram utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

No que respeita à quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

O processo encontra-se em tramitação no 1ª Conselho da 7ª Câmara com Recurso de Ofício ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), por parte da Receita Federal do Brasil, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação em 31.12.2011 é de R$ 28.524 (R$ 23.928 em 31.12.2010).

c.2) Riscos tributários avaliados como remotos

Os principais riscos de natureza tributária avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como de risco remoto são os que seguem:

PIS e Cofins – Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal 658/2006

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 (IN 468/2004) invadiu a competência do Poder Legislativo ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei nº 10.833/2003.

Posteriormente, a Lei nº 11.196/2005, em seu artigo 109, autorizou a manutenção da condição de preço predeterminado para os contratos com cláusulas de reajuste de preço que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados.

Em face do advento da referida lei, em julho de 2006 foi publicada a Instrução Normativa SRF nº 658/2006 (IN 658/2006), que substituiu e expressamente revogou a IN 468/2004, incorporando a ideia de que a existência de cláusula de reajuste de preço com base em índices que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados não altera a predeterminação do preço dos contratos.

Em outubro de 2006 foi emitido acórdão do Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, assegurando à Companhia o direito de recolher as contribuições do PIS e da Cofins segundo o regime de tributação cumulativa, tal como previsto pelo artigo 10, XI, b da Lei nº 10.833/2003, e sem as restrições ilegais e inconstitucionais da IN 468/2004.

Diante das alterações trazidas pela Lei nº 11.196/2005 e pela IN 658/2006, e tendo em vista que elas não foram consideradas pelo acórdão do TRF da 4ª Região, a Companhia apresentou embargo de declaração, com o objetivo de que o Tribunal considerasse essa nova legislação como norma superveniente, mas, sob o argumento de que não seria possível aplicar ao processo a nova legislação, já que ela não era vigente na época da propositura do mandado de segurança, o Tribunal não acatou o embargo.

Exclusivamente em razão dessa decisão, a Companhia apresentou recurso especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ).

A União Federal, por sua vez, interpôs recurso especial em face do acórdão, pleiteando sua reforma no tocante ao reconhecimento da ilegalidade da IN 468/2004 pelo TRF da 4ª Região. O recurso especial da União Federal não foi admitido, motivo pelo qual, em abril de 2010, foi certificado formalmente o trânsito em julgado do acórdão proferido pelo TRF.

Assim, pende de decisão no STJ apenas o recurso especial interposto pela Companhia que tem o único propósito de afastar a norma superveniente contida na IN 658/2006, não havendo, de parte dos tribunais, discussões sobre a ilegalidade da IN 468/2004.

Em julho de 2010, foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados sob a vigência da IN 468/04, isto é, os depósitos efetuados até o mês de julho de 2006, no valor de R$ 108.578.

Inconformada com a expedição do referido alvará, a Fazenda Nacional interpôs Agravo Regimental [26], o qual teve seu provimento negado pelo STJ.

Apesar de todos os fatos citados, a Receita Federal do Brasil continua insistindo que o trânsito em julgado formal do mandado de segurança ainda não ocorreu e, em consequência, indeferiu o pedido de habilitação do crédito decorrente dos valores recolhidos indevidamente no período de novembro de 2004 a maio de 2005, razão pela qual, a Companhia requereu, nos Autos do Mandado de Segurança, o deferimento da habilitação do referido crédito cujo montante atualizado, em 31.12.2011, é de R$ 66.009 (R$ 62.802 em 31.12.2010).

[26] Agravo Regimental é aquele interposto para impugnar decisões tomadas individualmente pelo relator de outro recurso.

O levantamento dos depósitos efetuados sob a égide da IN 658/2006, no valor de R$ 41.496 em 31.12.2011 (R$ 38.832 em 31.12.2010), depende do julgamento do recurso especial no STJ. O montante referente ao período de vigência da referida IN 658/2006 (a partir de agosto de 2006), cujo risco é considerado remoto, é de R$ 360.303 em 31.12.2011 (R$ 312.933 em 31.12.2010).

Em janeiro de 2012, o Juiz da 1ª Vara da Seção Judiciária de Florianópolis indeferiu o pedido de habilitação do crédito dos valores recolhidos indevidamente sob a égide da IN 468/2004, levando a Companhia a ingressar com recurso de agravo de instrumento perante o TRF da 4ª Região, a exemplo do que ocorrera com os depósitos judiciais já liberados.

Recuperação de PIS e Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas.

A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

A principal receita computada no cálculo do valor a compensar diz respeito à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção da Conta de Consumo de Combustível (CCC)" ("Subvenção CCC").

Em 2009, a Receita Federal do Brasil intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 135.982 referente ao período de abril de 2004 a janeiro de 2007, já incluídos os juros e multas, alegando que a "subvenção CCC" representa faturamento e, portanto, era devida a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado.

Na avaliação da Administração e dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da Receita Federal do Brasil não procedem e podem ser facilmente contestados, porquanto o conceito atribuído à sistemática da "Subvenção da CCC", para fins de contabilização de combustíveis fósseis consumidos pelos agentes geradores de energia elétrica não era compatível com a natureza jurídica de receita. Dessa forma, a Companhia efetuou a manifestação de inconformidade com a intimação na esfera administrativa e, se necessário, efetuará na esfera judicial. Mesmo que a "Subvenção CCC" tivesse a natureza de receita, que não tem, não representaria "faturamento" que era a única receita passível de tributação pelo PIS e pela Cofins.

De fato, até 2005 o combustível adquirido com recursos da "Subvenção CCC" e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) era contabilizado por ocasião de seu consumo nas usinas como "custo de operação" em contrapartida com uma receita de "Subvenção".

A Aneel alterou o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para modificar o conceito que vinha sendo utilizado inadequadamente e, a partir de 2006, o lançamento contábil passou a ser "custo de operação" em contrapartida de uma conta retificadora para neutralizar o resultado. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência.

Em face da síntese acima apresentada, é entendimento da Administração que o risco de perda no processo é remoto. O processo encontra-se aguardando o julgamento da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, na 4ª Turma. O montante atualizado em 31.12.2011 é de R$ 163.273 (R$ 157.529 em 31.12.2010).

d) Riscos cíveis avaliados como possíveis

As ações cíveis, avaliadas como de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

e) Riscos trabalhistas avaliados como possíveis

Os riscos trabalhistas referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados ou por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, a pedidos, de vínculo empregatício, de responsabilidade solidária ou subsidiária por verbas trabalhistas de terceiros, de complementação de benefício na previdência complementar, de indenizações diversas, entre outros.

24. – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia, através da PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar, concede aos seus empregados planos de benefícios de previdência complementar. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas estabelecidas no Brasil que fazem parte do grupo International Power GDF SUEZ. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o plano BD da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), também fechado para novas adesões. Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano BD era administrado exclusivamente pela Fundação ELOS e patrocinado pela Tractebel Energia e Eletrosul, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar (SPC) aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da Eletrosul, os participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, permaneceram no plano de benefícios ELOS sob a responsabilidade da Tractebel Energia. Em maio de 2007 a Companhia celebrou acordo com a ELOS, a Eletrosul, a PREVIG e a Associação de Aposentados da Eletrosul visando o restabelecimento da adesão da Tractebel Energia à ELOS, permitindo aos beneficiários optarem por permanecer na ELOS ou transferir-se para a PREVIG, em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano.

Em 31.12.2011 a PREVIG tinha 452 e a ELOS 2.182 (em 31.12.2010, 429 e 2.182, respectivamente) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios.



As principais características dos planos administrados pela Companhia são:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Os benefícios previstos no plano BD são os seguintes:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

Atualmente, na PREVIG, esse plano possui 75 participantes (264 em 31.12.2010), dos quais 15 (30 em 31.12.2010) estão no BD e 60 (234 em 31.12.2010) no Plano BSPS (a seguir especificado). Já na ELOS o número de participantes se manteve, ou seja, 6 participantes do plano BD em 2011 e 2010.

As despesas administrativas da ELOS são rateadas proporcionalmente ao patrimônio dos participantes de responsabilidade de cada patrocinadora. No ano de 2011, 49,64% (50,7% em 2010) das despesas administrativas foram pagas pela Tractebel Energia e o restante pela Eletrosul. O valor de responsabilidade da Companhia em 2011 foi de R$ 2.108 (R$ 1.711 em 2010).

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG vinculadas ao plano BD, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2011 foi de R$ 1.660 (R$ 1.686 em 2010).

Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”)

Ao final de 2004, a Tractebel Energia recebeu autorização de autoridades competentes para criar um plano de contribuição definida (CD) na PREVIG. Este novo plano é chamado “Prevflex” e tem sido oferecido a todos os novos contratados desde 01.01.2005. Aos empregados da Tractebel Energia foi permitido escolher, entre permanecer no plano de benefícios definidos (BD) ou ser transferido para o “Prevflex” (CD). Entretanto, para os participantes que contribuíram para o INSS por, pelo menos, 20 anos, houve a opção de manter as reservas existentes até aquela data, no plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no plano CD. Essa opção também foi data para os empregados da empresa com, pelo menos, 10 anos de cargos de coordenação e gerência, porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes. A opção “BSPS”, que se caracteriza por uma combinação dos Planos BD e CD, foi fechada para novas adesões em agosto de 2005.

a.1) Premissas atuariais

As premissas atuariais e hipóteses econômicas utilizadas na avaliação dos benefícios pós-emprego foram as descritas a seguir:

Premissas	31.12.2011	31.12.2010
Taxa de desconto (a.a.)		
- Planos de benefícios BD (ELOS) e BD (PREVIG)	10,50%	10,50%
- Planos de benefícios CD (BSPS)	9,75%	10,50%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)		
- Planos de benefícios BD (ELOS) e BD (PREVIG)	10,50%	11,34%
- Planos de benefícios CD (BSPS)	12,00%	11,34%
Rentabilidade prevista	11,00%	10,50%
Crescimento salarial futuro do participante ativo e auto patrocinado (a.a.)	4,50%	4,50%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	4,50%	4,50%
Inflação	4,50%	4,50%
Fator de capacidade (Salários e Benefícios)	100%	100%

Hipóteses	31.12.2011 e 31.12.2010
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 *Disabled*
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 *Disability Class 1*
Tábua de Rotatividade	T-1 *Service Table*
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que os maridos
Fator de conversão do SB-40	140%
Participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optaram pela conversão	100%

a.2) Demonstrativo dos benefícios pós-emprego por plano, líquidos

					Classificação no balanço patrimonial	
	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total	Circulante	Não circulante
31.12.2010						
Valor presente das obrigações	1.195.993	50.957	2.206	1.249.156		
Valor justo dos ativos	(1.019.909)	(36.477)	-	(1.056.386)		
Passivo calculado	**176.084**	**14.480**	**2.206**	**192.770**		
Ganhos (perdas) não reconhecidos	231.914	11.398	(691)	242.621		
Passivo registrado em 31.12.2010	**407.998**	**25.878**	**1.515**	**435.391**	**25.939**	**409.452**
31.12.2011						
Valor presente das obrigações	1.263.196	45.775	2.217	1.311.188		
Valor justo dos ativos	(1.094.637)	(45.171)		(1.139.808)		
Passivo calculado	**168.559**	**604**	**2.217**	**171.380**		
Ganhos (perdas) não reconhecidos	144.340	22.012	(723)	165.629		
Passivo registrado em 31.12.2011	**312.899**	**22.616**	**1.494**	**337.009**	**36.045**	**300.964**

De acordo com as práticas contábeis brasileiras anteriores à adoção dos IFRS e CPC, previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situavam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor") não eram reconhecidas no resultado da Companhia. As perdas excedentes ao limite do corredor eram registradas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. Esse procedimento permaneceu como opção na adoção das novas práticas contábeis estabelecidas pelo IFRS 19 e CPC 33 – Benefícios a empregados.

A Companhia, no seu balanço relativo à primeira adoção, em 01.01.2009, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, reconheceu como complemento do seu passivo "Benefício pós-emprego", as perdas atuariais que não vinham sendo registradas por estarem situadas dentro dos limites do "corredor". Conforme procedimentos relativos à primeira adoção dos IFRS e CPC, a contrapartida do complemento do passivo foi a conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido. A Companhia, a partir da data da primeira adoção, em 01.01.2009, optou por manter a abordagem do corredor acima mencionada para o reconhecimento no seu resultado dos ganhos e perdas atuariais.

A composição dos benefícios pós-emprego da Companhia em suas demonstrações contábeis está apresentada na tabela abaixo:

	Controladora e Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.12.2011			31.12.2010		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas						
Contrato de confissão de dívidas passadas	18.646	111.870	130.516	20.111	111.981	132.092
Déficit não contratado						
Contribuições correntes e Cobertura de custos	3.575	1.642	5.217	2.185	2.607	4.792
Déficit não contratado e GC	13.824	21.823	35.647	3.643	52.243	55.886
Avaliação atuarial	**36.045**	**135.335**	**171.380**	**25.939**	**166.831**	**192.770**
Ganhos atuariais diferidos	-	165.629	165.629	-	242.621	242.621
Passivo atuarial registrado	**36.045**	**300.964**	**337.009**	**25.939**	**409.452**	**435.391**

O passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está parcialmente coberto por obrigações contratadas e/ou reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. A expectativa de realização dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é a seguinte:

	ELOS	PREVIG	Total
2013	2.335	17.029	19.364
2014	1.894	18.073	19.967
2015	1.710	3.288	4.998
2016	1.812	3.486	5.298
2017	1.921	3.694	5.615
2018 a 2023	11.405	27.319	38.724
2024 a 2027	156	12.131	12.287
2028 a 2029	-	5.617	5.617
	21.233	**90.637**	**111.870**

A movimentação dos benefícios pós-emprego por plano está resumida a seguir:

	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total
Passivo em 31.12.2009	**490.648**	**25.080**	**1.407**	**517.135**
Efeitos no resultado de 2010:				
Custo do serviço corrente	70	-	55	125
Custo dos juros	114.598	4.880	253	119.731
Rendimento esperado dos ativos	(91.758)	(2.976)	-	(94.734)
Amortização dos ganhos atuariais	(74.609)	(615)	(80)	(75.304)
Ganho líquido	**(51.699)**	**1.289**	**228**	**(50.182)**
Contribuições	(2.700)	(182)	(120)	(3.002)
Pagamentos de obrigações contratadas	(28.251)	(309)	-	(28.560)
Passivo registrado em 31.12.2010	**407.998**	**25.878**	**1.515**	**435.391**
Efeitos no resultado de 2011:				
Custo do serviço corrente	79	-	67	146
Custo dos juros	120.651	3.852	191	124.694
Rendimento esperado dos ativos	(103.844)	(2.685)	-	(106.529)
Amortização dos ganhos atuariais	(80.998)	(924)	40	(81.882)
Ganho líquido	**(64.112)**	**243**	**298**	**(63.571)**
Contribuições	(3.052)	(3.174)	(319)	(6.545)
Pagamentos de obrigações contratadas	(27.936)	(330)	-	(28.266)
Passivo registrado em 31.12.2011	**312.898**	**22.617**	**1.494**	**337.009**

A despesa líquida a ser reconhecida mensalmente no resultado ao longo do ano de 2012, relativamente ao plano de benefícios definidos e à gratificação de confidencialidade, é composta como segue.

	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total
Custo do serviço corrente	(43)	-	(64)	(107)
Custo dos juros	(127.347)	(3.391)	(190)	(130.928)
Rendimento esperado dos ativos do plano	116.654	3.961	-	120.615
Amortização de ganhos atuariais	4.513	3.479	(43)	7.949
Despesa líquida	**(6.223)**	**4.049**	**(297)**	**(2.471)**

A composição dos ativos do plano por natureza de investimentos é a seguinte.

	ELOS	PREVIG
Renda fixa	87,36%	89,91%
Renda variável	7,71%	3,52%
Empréstimos	2,52%	6,32%
Imóveis	1,95%	-
Outros	0,46%	0,25%
	100,00%	**100,00%**
Rentabilidade auferida no ano de 2011	14,65%	15,71%
Rentabilidade prevista para o ano de 2012	11,00%	11,00%

Os ativos de renda fixa são compostos predominantemente por Títulos Públicos Federais.

a.3) Benefício de gratificação de confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a PREVIG administra o plano tipo contribuição definida, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados.

As despesas administrativas de responsabilidade da Companhia no exercício de 2011 foram de R$ 2.613 (R$ 2.474 em 2010).

25. – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS PASSIVOS

	Controladora (BRGAAP)				
	31.12.2011				31.12.2010
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Valor justo do ativo imobilizado	1.031.839	257.960	92.866	350.826	382.571
Provisão para venda de energia	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Valor justo de concessão a pagar	50.166	12.541	4.515	17.056	15.739
	1.189.461	**297.365**	**107.052**	**404.417**	**434.845**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)				
	31.12.2011				31.12.2010
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Valor justo do ativo imobilizado	1.031.839	257.960	92.866	350.826	382.571
Venda de energia	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Valor justo de concessão a pagar	50.166	12.541	4.515	17.056	15.739
Depreciação acelerada incentivada	53.771	13.443	4.839	18.282	10.846
	1.243.232	**310.808**	**111.891**	**422.699**	**445.691**

Valor justo do ativo imobilizado - corresponde à diferença entre o valor de livros e o valor justo reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos IAS 16 e CPC 27 - Ativo imobilizado.

Venda de energia - decorre das transações realizadas no âmbito do MAE (atualmente CCEE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. O valor da receita reconhecida nesse período está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, motivo pelo qual os valores devidos não foram pagos pelos agentes devedores. Não houve efeito de imposto de renda e contribuição social sobre essa receita bem como sobre a provisão para devedores duvidosos sobre as correspondentes contas a receber pendentes de recebimento. De forma a melhor retratar ambos os efeitos tributários, a Companhia constituiu imposto de renda e contribuição social passivo e ativo nos mesmos valores.

Valor justo de concessão a pagar - corresponde à diferença entre o valor de livros e o valor justo de concessões a pagar originado de uma combinação de negócios decorrente da aquisição de empresa.

Depreciação acelerada incentivada – decorre da utilização do benefício fiscal da aceleração da depreciação de determinados gastos na construção e aquisição de ativos imobilizados, conforme previsto na legislação fiscal.

A realização do passivo fiscal diferido foi estimada conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	30.972	30.972
2013	29.061	29.061
2014	22.833	22.833
2015	21.128	21.128
2016	20.103	20.103
2017 a 2021	143.107	143.107
2022 em diante	137.213	155.495
	404.417	**422.699**

26. – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o regulamento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2011 e 31.12.2010, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2011, é de R$ 8,35 (R$ 7,77 por ação em 31.12.2010).

O quadro societário da Companhia em 31.12.2011 e 31.12.2010 está assim constituído:

Acionistas	% do Capital
GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00
Outros acionistas	21,29
	100,00

Em 31.12.2010 e 31.12.2011 a quantidade de ações da Companhia em circulação eram 204.229.568 e 204.229.559, respectivamente. Nas mesmas datas os administradores da Companhia possuíam 139.589 e 134.775 ações, respectivamente.

c) Reserva de Capital

Refere-se, substancialmente, à remuneração do capital próprio aplicado em imobilizações em curso, calculada à taxa de 10% a.a. durante o período de 01.01.1986 a 31.12.1998, conforme legislação específica do setor elétrico. Esta reserva poderá ser utilizada para absorção de prejuízos que ultrapassarem os lucros acumulados e as reservas de lucros, e para incorporação ao capital social.

d) Reservas de lucros

- Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% (cinco por cento) são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% (vinte por cento) do capital social da Companhia. No exercício de 2011 a Companhia destinou o equivalente a 4,6% do seu lucro líquido para a reserva legal, atingindo, assim, o limite de 20% sobre o capital social integralizado permitido na Lei das Sociedades por Ações. A referida reserva somente pode ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

- Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pela Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

- Reserva de retenção de lucros

A reserva foi constituída em exercícios anteriores, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação na Usina Hidrelétrica Jirau.

e) Ajustes de avaliação patrimonial

Conforme previsto no IAS 16 e CPC 27 - Ativo imobilizado e em atendimento às orientações contidas na Interpretação Técnica ICPC 10 - Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC (01.01.2009). A contrapartida do referido ajuste, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, foi reconhecida na conta "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização desta reserva é registrada em contrapartida da conta de lucros acumulados, na medida em que a depreciação do ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia. Nos anos de 2011 e 2010 os valores da realização foram de R$ 59.827 e R$ 56.879, respectivamente.

f) Transação com acionista não controlador

Em 2011 a Companhia reconheceu a participação de 5% do acionista não controlador da controlada indireta Ibitiúva Bioenergética, no valor de R$ 2.065.

g) Dividendos adicionais propostos

Os dividendos adicionais propostos, no montante de R$ 517.342, serão submetidos à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária (AGO), permanecendo no patrimônio líquido até sua deliberação definitiva, conforme estabelecido no CPC 24 - Evento Subsequente e na interpretação técnica ICPC 08 – Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos.

27. – DIVIDENDOS

	31.12.2011	31.12.2010
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício	1.447.636	1.211.649
Constituição da reserva legal	(66.597)	(60.582)
Reserva de incentivos fiscais	(9.455)	-
Transação com acionista não controlador	(2.065)	-
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	59.827	56.879
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	**1.429.346**	**1.207.946**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares pagos	658.014	286.100
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	217.340	188.011
Dividendos adicionais propostos	517.342	158.270
Subtotal	1.392.696	632.381
IRRF dos juros sobre o capital próprio	36.650	31.989
Total	**1.429.346**	**664.370**
Percentual do lucro líquido ajustado	**100%**	**55%**
Dividendos/juros sobre o capital próprio, antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária **(em R$ 1,00)**:	2,1897556102	1,0178134249

A política de dividendos da Tractebel Energia prevê um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

O Conselho de Administração, em reunião realizada em julho de 2011, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2011, no valor de R$ 658.014, correspondentes a R$ 1,0080763921 por ação e a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2011. O pagamento dos dividendos se iniciou em 06.10.2011, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco.

Em novembro de 2011 o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2011, no valor bruto de R$ 253.990, correspondente a R$ 0,3891122760 por ação. Este valor, líquido do imposto de renda retido na fonte, foi imputado aos dividendos referentes ao exercício de 2011. A data de início do pagamento dos referidos juros será em 10.02.2012.

Em 07.02.2012 o Conselho de Administração aprovou a proposta de pagamento de dividendos adicionais, no valor de R$ 517.342 (R$ 0,7925669420 por ação), referentes ao exercício de 2011. De acordo com as novas práticas contábeis estabelecidas na Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, não aprovado em assembleia geral, deve ser apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, foram apresentados em conta do patrimônio líquido denominada "Dividendos adicionais propostos" até a sua aprovação em AGO.

28. – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

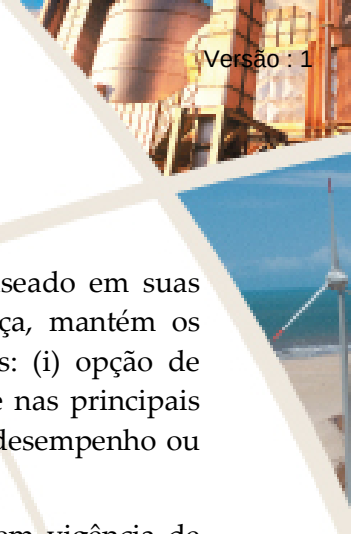
Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados

	Controladora (BRGAAP)				Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011		31.12.2010		31.12.2011		31.12.2010	
	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados
Pessoal	131.649	15.027	123.535	12.383	133.789	15.027	124.301	12.383
Material	19.122	666	20.468	369	22.314	666	24.093	369
Serviço de terceiro	84.596	5.299	70.082	4.141	108.687	5.299	95.592	4.141
Combustível para geração	100.375	-	50.263	-	108.799	-	61.062	-
Royalties [27]	136.479	-	111.268	-	159.209	-	133.548	-
Depreciação e amortização	358.974	-	307.529	-	486.663	-	447.213	-
Seguros	7.018	819	7.198	458	8.776	819	9.460	458
Taxa de fiscalização	10.295	-	9.379	-	11.947	-	11.250	-
Contribuições e doações	1.062	-	1.196	-	1.411	-	2.098	-
Aluguéis	7.106	786	4.919	290	9.191	786	7.244	290
Outros	5.119	50	4.007	72	6.075	50	5.284	72
	861.795	**22.647**	**709.844**	**17.713**	**1.056.861**	**22.647**	**921.145**	**17.713**

Custos com pessoal

As despesas com pessoal incluem, além dos salários e encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, seguro de vida em grupo, auxílio creche às empregadas, vale alimentação e transporte, previdência privada, entre outros. A Companhia oferece ainda cursos e treinamentos aos seus empregados.

[27] Compensação pela utilização de recursos hídricos (Royalties)



Pagamento baseado em ações

A Tractebel Energia não tem nenhum programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta GDF SUEZ, sediada na França, mantém os seguintes programas de ações para seus principais executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França), estabelecido com base nas principais responsabilidades desenvolvidas pelos beneficiários; (ii) prêmio em ações por desempenho ou bonificação; e (iii) ações gratuitas para todos os empregados.

Os programas de opções de compras de ações e de ações por desempenho tem vigência de quatro ou cinco anos e seus valores estão vinculadas ao atingimento de determinados índices financeiros da GDF SUEZ. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma deterioração dos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos com estes programas são integralmente pagos pela GDF SUEZ, não cabendo a Tractebel Energia nenhum desembolso relativo aos mesmos.

Em 31.12.2011 os valores de mercado dos referidos programas são os seguintes:

	Programas até 2010	Programa 2011	Total
Opções de compra de ações	272	107	379
Ações por desempenho	619	803	1.422
Ações gratuitas	629	460	1.089
	1.520	**1.370**	**2.890**

O valor de mercado das opções de compras de ações foram calculados por consultoria externa especializada utilizando o modelo "Bjerksund e Stensland (2002)" para as opções em que a data de aquisição (*vesting date*) já tenha se iniciado e o modelo "Rubinstein (1990)" para as opções que a data de aquisição ainda não se iniciou.

Despesas com vendas e gerais e administrativas:

	Controladora (BRGAAP)				Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011		31.12.2010		31.12.2011		31.12.2010	
	Com vendas	Gerais e Adminis-trativas	Com vendas	Gerais e Adminis-trativas	Com vendas	Gerais e Adminis-trativas	Com vendas	Gerais e Adminis-trativas
Pessoal	9.160	46.257	9.323	44.132	9.160	47.893	9.323	45.159
Administradores	-	15.019	-	15.288	-	15.794	-	16.001
Material	63	3.363	53	1.249	63	3.407	53	1.276
Serviço de terceiro	3.891	34.956	3.796	36.747	5.731	37.611	4.028	39.359
Depreciação e amortização	-	9.356	-	6.665	-	14.436	-	14.112
Seguros	-	422	-	367	-	422	-	367
Contribuições e doações	-	3.861	-	12.037	-	3.863	-	12.074
Contribuições setoriais	-	4.186	-	3.240	932	4.575	732	2.925
Aluguéis	214	4.872	215	4.072	236	5.500	222	4.226
Indenizações	-	7.766	-	4.728	-	7.766	-	4.728
Contribuição PREVIG	-	3.206	-	2.030	-	3.206	-	2.030
Outros	2	12.234	3	11.168	704	12.587	5	17.678
	13.330	**145.498**	**13.390**	**141.723**	**16.826**	**157.060**	**14.363**	**159.935**

29. – REVERSÃO (CONSTITUIÇÃO) DE PROVISÕES OPERACIONAIS

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Benefícios pós-emprego	89.470	77.901	89.470	77.901
Riscos tributários	14.391	(1.652)	14.391	(3.967)
Riscos cíveis	2.994	28	(3.834)	(11.812)
Riscos trabalhistas	2.583	2.476	2.583	2.476
Devedores duvidosos	(6.043)	-	(6.180)	-
Outras	683	1.921	605	1.921
	104.078	**80.674**	**97.035**	**66.519**

A reversão apresentada na rubrica "Benefícios pós-emprego", corresponde, substancialmente ao reconhecimento da amortização dos ganhos atuariais diferidos que se encontravam acima do limite permitido de 10% ("corredor"), conforme regras estabelecidas no IAS 19 e CPC 33 - Benefícios pós-emprego.

30. – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	62.176	66.024	89.436	92.056
Juros sobre valores a receber	22.654	8.682	23.917	10.768
Variação monetária sobre depósitos judiciais	9.982	13.364	9.996	13.364
Variação monetária sobre outros valores a receber	9.107	13.079	10.323	14.439
	103.919	**101.149**	**133.672**	**130.627**
Despesas financeiras				
Juros sobre dívidas	122.389	176.727	238.687	278.405
Juros sobre concessões a pagar	66.543	31.414	104.899	92.220
Juros sobre passivo atuarial líquido	18.165	24.623	18.165	24.623
Juros sobre tributos	1.477	20.656	1.747	21.082
Variação monetária sobre dívidas	33.640	39.381	34.727	42.729
Variação monetária sobre concessões a pagar	43.333	34.884	66.795	87.669
Variação monetária outras	340	12.023	346	12.023
Variação cambial sobre dívidas	17.942	(15.330)	17.942	(15.330)
Outras despesas financeiras	20.938	13.397	24.174	16.048
	324.767	**337.775**	**507.482**	**559.469**
Despesas financeiras, líquidas	**220.848**	**236.626**	**373.810**	**428.842**

31. – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

No ano de 2010 a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 45.803, em razão do trânsito em julgado favorável à Companhia em ação judicial que pleiteava o direito de incidir o PIS e Cofins, pelo regime cumulativo, sobre as receitas decorrentes de contratos assinados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo. Em 2011 foi reconhecido o complemento do ganho judicial acima mencionado, no valor de R$ 8.812.

32. – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora (BRGAAP)			
	31.12.2011		31.12.2010	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.929.930**	**1.929.930**	**1.709.507**	**1.709.507**
Diferenças permanentes				
Amortização de ágio/direito de concessão	1.843	1.843	2.411	2.411
Gratificação e 13º de dirigentes	2.831	-	5.025	-
Doações indedutíveis	250	250	8.489	8.489
Equivalência patrimonial	(186.690)	(186.690)	22.483	22.483
Juros sobre o capital próprio	(253.990)	(253.990)	(220.000)	(220.000)
Ágio amortizado na incorporação	-	-	(41.931)	(41.931)
Ganho de capital tributado na controlada	(11.212)	(11.212)	-	-
Outras diferenças permanentes	420	420	4.810	4.440
Base de cálculo	**1.483.382**	**1.480.551**	**1.490.794**	**1.485.399**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(370.846)**	**(133.250)**	**(372.699)**	**(133.686)**
Incentivos fiscais	10.856	-	8.529	-
Outros	10.545	401	(470)	468
Total no resultado	**(349.445)**	**(132.849)**	**(364.640)**	**(133.218)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(336.430)	(126.814)	(368.764)	(136.054)
Diferido	(13.015)	(6.035)	4.124	2.836
	(349.445)	**(132.849)**	**(364.640)**	**(133.218)**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011		31.12.2010	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.034.788**	**2.034.788**	**1.721.310**	**1.721.310**
Diferenças permanentes				
Amortização de ágio/direito de concessão	12.632	12.632	29.530	29.530
Gratificação e 13º de dirigentes	2.831	-	5.136	-
Doações indedutíveis	305	305	8.489	8.489
Juros sobre o capital próprio	(253.990)	(253.990)	(220.000)	(220.000)
Ágio amortizado na incorporação	-	-	(41.931)	(41.931)
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	(14.074)	(9.874)	(3.591)	(1.137)
Outras diferenças permanentes	214	(136)	2.425	5.935
Base de cálculo	**1.782.706**	**1.783.725**	**1.501.368**	**1.502.196**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(445.677)**	**(160.535)**	**(375.342)**	**(135.198)**
Incentivos fiscais	10.856	-	11.315	-
Outros	9.349	(675)	(6.777)	(3.659)
Total no resultado	**(425.472)**	**(161.210)**	**(370.804)**	**(138.857)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(409.566)	(153.559)	(386.507)	(145.677)
Diferido	(15.906)	(7.651)	15.703	6.820
	(425.472)	**(161.210)**	**(370.804)**	**(138.857)**

O incentivo fiscal corresponde, substancialmente, à redução de 75% do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração da operação da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra Esse benefício fiscal foi concedido em função da usina estar instalada na área da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia e a sua vigência inicial é de 10 anos, contados a partir de 2006.

33. – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Ativos financeiros				
Mensurados ao valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	566.159	794.407	776.534	1.073.698
Recebíveis e empréstimos				
Caixa e depósitos bancários a vista	960	1.710	5.274	8.882
Clientes	410.903	446.165	542.149	531.106
Cauções e depósitos vinculados	32.159	69.665	129.490	132.797
Alienação de ativo	86.886	86.886	86.886	86.886
Depósitos judiciais	104.059	131.315	105.832	133.464
Créditos com controladas	14.927	13.290	-	-
Ativo disponível para venda	-	23.856	-	23.057
	1.216.053	**1.567.294**	**1.646.165**	**1.989.890**
Passivos financeiros				
Passivos financeiros avaliados ao custo				
Fornecedores	219.640	174.086	234.336	268.851
Empréstimos e financiamentos	671.045	262.994	3.157.806	2.756.559
Debêntures	491.394	1.661.14	491.394	1.687.361
Concessões a pagar	828.373	721.025	1.265.952	1.134.947
	2.210.452	**2.819.247**	**5.149.488**	**5.847.718**

b) Valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos dos instrumentos financeiros foram determinados com base nos fluxos de caixa futuros descontados a valor presente a taxas de juros de mercado julgadas adequadas para operações com características semelhantes às existentes na Companhia.

Foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os seus valores justos somente nos empréstimos e financiamentos, debêntures e concessões a pagar. Essas diferenças ocorreram principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Os valores contábeis e justos dos referidos instrumentos financeiros são os seguintes:

	Controladora (BRGAAP)			
	31.12.2011		31.12.2010	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos				
- Em moeda nacional	458.839	457.188	49.414	49.135
- Em moeda estrangeira	212.206	239.702	213.580	211.784
Debêntures	491.394	493.908	1.661.142	1.557.388
Concessões a pagar	828.373	1.227.435	721.025	1.024.567
	1.990.812	**2.418.233**	**2.645.161**	**2.842.874**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011		31.12.2010	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos				
- Em moeda nacional	2.945.600	2.947.085	2.542.979	2.546.069
- Em moeda estrangeira	212.206	239.702	213.580	211.784
Debêntures	491.394	493.908	1.687.361	1.583.608
Concessões a pagar	1.265.952	1.811.391	1.134.947	1.558.491
	4.915.152	**5.492.086**	**5.578.867**	**5.899.952**

Mensuração do valor justo

As práticas contábeis definem o valor justo como o montante pelo qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes com conhecimento do negócio e interesse em realizá-lo, em uma transação em que não há favorecidos. Para o cálculo do valor justo de seus instrumentos financeiros a Companhia utilizou as cotações de ativos ou de taxas de juros para o cálculo do valor presente no mercado ativo que, segundo as práticas contábeis, é definido como avaliação de Nível I.

c) Gestão de risco

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, a Companhia mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um dos fatores de risco a seguir descritos.

c.1) Risco de mercado

A Companhia possui um comitê que gerencia esse risco, composto por um representante designado por cada uma das seguintes áreas: planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, comercialização, auditoria, implantação de projetos e produção de energia. A coordenação desse comitê é atribuição do Diretor de Planejamento e Controle.

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia e suas controladas, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõem estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo em derivativos ou em quaisquer outros instrumentos de risco.

Conforme mencionado na Nota 18 – Empréstimos e financiamentos, em junho de 2011, a Companhia contratou uma operação de *swap* para se proteger integralmente do risco cambial e de fluxo de caixa de um empréstimo contratado em dólar norte americano. Essa operação foi considerada e apresentada como um único instrumento financeiro sintético.
Não houve mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no exercício social atual.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são os seguintes:

- Riscos relacionados às aplicações financeiras

A Companhia adota uma política conservadora de aplicação dos recursos, formalizada e informada ao mercado pelo *site* da Companhia no documento "Política de Investimentos e Derivativos". As aplicações financeiras da Companhia e das suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais - na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas - e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados - aquisições de CDBs de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard &Poors (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Os mesmos atendem aos dois seguintes parâmetros: (i) Patrimônio Líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2011 esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos em decorrência de uma eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

A "Política de Investimentos e Derivativos" impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos, e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo. A operação de *swap* anteriormente mencionada foi realizada com o objetivo único e exclusivo de proteção contra o risco cambial de fluxo de caixa do empréstimo. A Companhia não tem outras operações contratadas com derivativos.



- Risco relacionado às dívidas com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, *Libor*, *Euribor*, IGP-M e IPCA.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte das dívidas da Companhia está vinculada à TJLP, e essa taxa, apesar de ser considerada uma taxa "flutuante", vem sendo mantida no patamar de 6% há vários anos, caracterizando-a com uma taxa de caráter *quasi*-fixo.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, cabe considerar que a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor tem cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação do IGP-M ou IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária, no caso as dívidas vinculadas ao CDI.

O empréstimo junto ao Bank Of America Merrill Lynch denominado em dólar norte americano, com *swap* integral para o CDI, é considerado como dívida atrelada ao CDI.

- Risco relacionado às dívidas denominadas em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, afetando o resultado financeiro e o saldo dos passivos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca um baixo nível de exposição cambial dos seus passivos em moeda estrangeira, a qual é permanentemente monitorada pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Como pode ser observado a seguir, o nível de exposição cambial da Companhia se mantém em níveis muito baixos em relação ao endividamento total da Companhia. A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa, sem instrumento de proteção, no montante de R$ 212.206, em 31.12.2011, corresponde a 5,8% do endividamento consolidado da Companhia, dos quais 3,1% são denominados em dólar norte americano e 2,7% em euro. Os vencimentos dessas dívidas estão distribuídos no longo prazo, com concentrações em 2015 e 2024. Tendo em vista que o efeito decorrente do vencimento desse endividamento é mínimo no curto prazo e, devido à impossibilidade de fazer uma operação de proteção (*hedge)* eficiente de balanço em função da inexistência de uma curva de juros (*forward)* de longo prazo, a Companhia não detém nenhum instrumento derivativo para proteção cambial para essas dívidas.

Conforme mencionado na Nota 18 – Empréstimos e financiamentos, o empréstimo contratado com o Bank Of America Merrill Lynch, denominado em dólar norte americano, está totalmente protegido através de uma operação de *swap*, eliminando qualquer exposição da Companhia à variação da moeda em relação ao Real.

- Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia, para fins de referência, e em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, preparou uma análise de sensibilidade sobre seus empréstimos e financiamentos, debêntures e concessões a pagar expostos a riscos de variação de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de variação de cotação de moeda estrangeira.

O cenário-base provável para 2012 foi definido através de premissas disponíveis no mercado (fonte: Focus Banco Central do Brasil) e o cálculo da sensibilidade foi feito considerando a variação entre as taxas e índices do cenário previsto para 2012 e as vigentes em 2011. A análise de sensibilidade considerou ainda uma variação de 25% e 50% sobre as taxas de juros, índices flutuantes e variações cambiais consideradas no cenário provável. Os impactos no resultado financeiro da Companhia, estimados para 2012, decorrentes dessas variações estão demonstrados a seguir.

Risco de variação de juros e índices flutuantes:	**Saldo 31.12.2011**	**Cenário provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
Empréstimos e financiamentos				
- TJLP	2.449.427	-	35.412	71.297
- CDI	438.801	(7.605)	9.618	19.114
- Dólar norte americano	111.737	(4.343)	22.505	49.354
- Euro	100.469	(4.570)	19.404	43.379
		(16.518)	**86.939**	**183.144**
Debêntures				
- TJLP	24.988	-	361	727
- IPCA	466.406	(3.682)	4.155	8.308
		(3.682)	**4.516**	**9.035**
Concessões a pagar				
- IGP-M	864.820	(150)	11.725	22.385
- IPCA	401.132	(4.611)	5.378	10.445
		(4.761)	**17.103**	**32.830**

	Variação 2011	**Cenário provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
Variação dos índices:				
- TJLP	6,00%	6,00%	1,50 p.p.	3,00 p.p.
- CDI	11,60%	9,69%	2,42 p.p.	4,85 p.p.
- IPCA	6,50%	5,32%	1,33 p.p.	2,66 p.p.
- IGP-M	5,10%	5,08%	1,27 p.p.	2,54 p.p.
Variação das cotações cambiais:				
- Dólar norte americano	1,86	1,79	2,23	2,68
- Euro	2,43	2,32	2,90	3,48

As variações das taxas flutuantes *Libor* e *Euribor*, em 31.12.2011, foram de 0,35 p.p. e 0,44 p.p., respectivamente, e os saldos dos empréstimos vinculados a estas taxas de juros na mesma data são de R$ 68.803 e R$ 100.469, respectivamente. Eventuais variações dessas taxas não resultariam em impactos significativos no resultado financeiro da Companhia, motivo pelo qual os seus efeitos não foram apresentados na análise de sensibilidade acima.

c.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos, financiamentos e debêntures, deduzidos do caixa e do equivalente de caixa) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social, as reservas e os lucros acumulados incorporados às reservas de lucros.

A Tractebel Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no EBITDA, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 2,5 x o EBITDA. Em virtude da nova realidade de liquidez do mercado e a melhor percepção de risco do setor em geral e da Companhia em específico, para os novos contratos de dívidas recentemente firmados, esses limitadores têm sido negociados no patamar de 3,5 x o EBITDA. A Administração da Companhia, através da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, acompanha permanentemente o nível de endividamento da Companhia, o qual deve se situar em torno de 2 x o EBITDA, podendo, porém, variar para mais ou para menos dada à política de aquisição de novas usinas pela Companhia.

c.3) Risco de crédito

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), a Companhia minimiza o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Para minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras, e geradoras, assim como para os antigos contratos bilaterais com distribuidoras, a Companhia exige como garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, através de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Análise de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes. Adicionalmente a Companhia revisa anualmente a análise de crédito de todos os seus clientes e avalia periodicamente sua exposição aos diversos setores da economia, buscando diversificar sua carteira e diminuir essa exposição ao risco específico setorial.

Nas operações de aplicações no mercado financeiro, a Companhia prioriza a aplicação em títulos públicos, possuindo também política de determinação de limites de crédito para as instituições financeiras, que é revisada periodicamente pelo Comitê Financeiro, com base em critérios internos e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo de Renda Fixa. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia em sua política de investimentos e derivativos para instituições financeiras.

A Companhia é avalista em diversos contratos com suas controladas com o objetivo de assegurar financiamentos e não detém nenhuma garantia para proteção contra esses riscos.

c.4) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, através do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados. A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos. O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

O demonstrativo a seguir apresenta os passivos financeiros por período previsto de liquidação. Os valores foram determinados de acordo com os fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e de pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora (BRGAAP)					
	Até 1 mês	**De 1 a 3 meses**	**De 3 meses a 1 ano**	**De 1 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**
Instrumentos a taxas de juros:						
- pós-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	10.304	2.948	55.829	606.571	362	676.014
Debêntures	-	-	198.591	339.675	-	538.266
- pré-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	-	17	15.244	41.562	129.178	186.001
Concessões a pagar	221	441	2.004	10.952	3.250.775	3.264.393
Total do fluxo	**10.525**	**3.406**	**271.668**	**998.760**	**3.380.315**	**4.664.674**

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos a taxas de juros:						
- pós-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	39.614	59.417	327.866	1.893.422	2.338.666	4.658.985
Debêntures	-	-	198.591	339.675	-	538.266
- pré-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	953	1.906	23.663	76.106	152.328	254.956
Concessões a pagar	3.964	7.927	36.095	195.015	4.192.801	4.435.802
Total do fluxo	**44.531**	**69.250**	**586.215**	**2.504.218**	**6.683.795**	**9.888.009**

A liquidação de parte substancial do saldo de fornecedores que, em 31.12.2011, corresponde a R$ 219.640 na controladora e R$ 234.336 no consolidado, está prevista para ocorrer em até (três) meses após o encerramento do exercício social e não há a previsão de incidência de juros até a data do pagamento.

34. – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado:

	Ativo				Passivo			
31.12.2011	**Contas a receber**	**Dividendos**	**Mútuo**	**Total**	**Fornecedores**	**Dividendos e JCP**	**Outros**	**Total**
Itasa	2.237	6.318	-	8.555	6.093	-	132	6.225
CEE	18.259	-	-	18.259	42.833	-	-	42.833
Lages	1.719	-	-	1.719	-	-	-	-
TBLC	92.327	-	-	92.327	164	-	-	164
CESS	157	1.628	-	1.785	-	-	-	-
Ceste	1.475	-	-	1.475	-	-	-	-
Ibitiúva	4	-	6.981	6.985	-	-	-	-
GSELA	4	-	-	4	-	148.344	-	148.344
Outras	159	-	-	159	434	-	-	434
TOTAL	**116.341**	**7.946**	**6.981**	**131.268**	**49.524**	**148.344**	**132**	**198.000**
31.12.2010	**87.167**	**6.525**	**6.765**	**100.457**	**11.719**	**129.186**	**31**	**140.936**

	Resultado								
	Receita operacional				Receita	Custo	Despesas		
31.12.2011	Suprimento de energia	Receita de serviços: Operação e manutenção	Receita de serviços: Administração	Total	Financeira	Compra de energia e combustível	Gerais e administrativas	Total	Resultado de participações societárias
Itasa	-	13.204	-	13.204	-	133.389	-	133.389	26.280
CEE	30.369	-	-	30.369	-	171.778	-	171.778	46.899
Lages	15.840	1.864	197	17.901	-	-	-	-	3.005
TBLC	1.053.051	-	393	1.053.444	-	-	-	-	102.823
CESS	5.975	1.078	216	7.269	-	3.403	-	3.403	9.042
Ceste	-	13.561	-	13.561	-	-	-	-	-
TBLP	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.359)
Outras	-	-	888	888	721	-	1.119	1.119	-
TOTAL	**1.105.235**	**29.707**	**1.694**	**1.136.636**	**721**	**308.570**	**1.119**	**309.689**	**186.690**
31.12.2010	**328.252**	**19.249**	**1.650**	**349.151**	**6.322**	**136.155**	**4.676**	**140.831**	**(26.491)**

As transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia compreendem basicamente: (i) contratos de compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros. Os detalhes das transações mais relevantes estão a seguir demonstrados:

b) Compra e venda de energia

Controlada	MW médios	Vencimento	Índice de atualização anual	Compromisso Futuro (Base 31.12.2011)
Compra:				
Itasa	167	16.10.2030	IGP-M	2.268.001
Itasa	61	16.10.2030	Variação do dólar + Inflação dos EUA	499.041
Venda:				
TBLC	150	31.12.2015	IPCA	403.046
TBLC	190	31.12.2016	IPCA	638.240
TBLC	778	31.12.2012	IGPM	789.021
Lages	16	31.03.2017	Revisão anual de preço	83.596
CESS	5	22.04.2037	IPCA	153.756

De acordo com a política comercial da Companhia as vendas para consumidores livres são realizadas, principalmente, através da controlada TBLC, que compra energia da Companhia para atender os seus compromissos contratuais.

c) Operação e manutenção

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro (base 31.12.2011)
Itasa	16.10.2030	IGP-M	209.472
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	207.572
CESS	15.10.2023	IGP-M	11.893
Lages	31.03.2012	Reajuste salarial	464

A estratégia da Companhia é concentrar na Tractebel Energia as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, sempre que as mesmas não tiverem esses serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos do pessoal da Tractebel Energia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

d) Serviços administrativos

Os serviços necessários às atividades administrativas das controladas diretas e indiretas são prestados pela Tractebel Energia. Os contratos têm prazo indeterminado e os valores contratados são reajustados anualmente pelo INPC. Os valores contratados tem como base em um percentual sobre a receita real ou prevista, esta para as empresas em fase pré-operacional. A receita anual pela prestação dos referidos serviços foi de R$ 1.816.

e) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES, Bancos (Repasse BNDES) e outros agentes financeiros. As principais garantias são as demonstradas a seguir:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2011
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes controladas diretas e indiretas: Itasa, CESS, CEE, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca e Ibitiúva	2.548.899
Banco do Brasil	Caução da totalidade das ações de emissão da controlada indireta Hidropower, de propriedade de sua controlada integral TBLP.	23.290
BRDE	Caução das quotas de participação na controlada Lages	4.572

f) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de determinadas controladas em operações de compra de energia no valor total de R$ 30.795 e R$ 70.451, respectivamente. Todas as garantias vencem no ano de 2012.

g) Mútuo - Créditos com controladas

A Companhia possui um mútuo ativo com a controlada indireta Ibitiúva concedido para aplicação na construção da UTE Ibitiúva Bioenergética no período em que a controlada aguardava a liberação dos recursos pelo BNDES. Os valores vêm sendo recebidos à medida que o BNDES repassa os recursos para essa controlada. A remuneração do mútuo corresponde a 100% da taxa Selic. O saldo remanescente em 31.12.2011 é de R$ 6.981 (R$ 6.260 em 31.12.2010).

h) Consultoria

SUEZ-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

A Companhia mantém contrato com a SUEZ-Tractebel S.A., sua controladora indireta, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria nas áreas gerencial, operacional, financeira, contábil, jurídica, de marketing e de desenvolvimento de projetos conforme a necessidade da Companhia. O valor dos honorários está limitado ao montante anual de 1.500.000,00 euros. Nos exercícios de 2010 e 2011 não houve cobrança pela execução desse contrato, motivo pelo qual não há qualquer obrigação registrada na Companhia.

i) Outras transações

GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)

A Companhia possui valor a pagar para a sua controladora de R$ 148.344, referente aos juros sobre o capital próprio creditados em 31.12.2011.

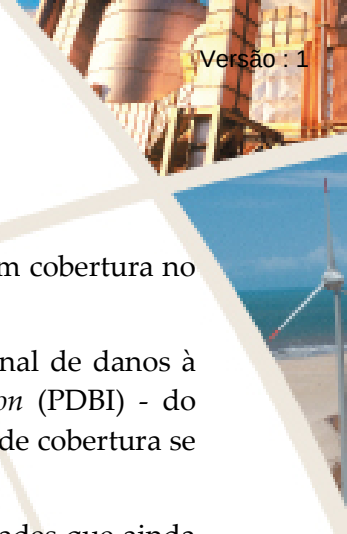
j) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração, os encargos e os benefícios relacionados às pessoas chaves da Administração estão apresentados a seguir. O único benefício de longo prazo concedido pela Companhia é o de aposentadoria (pós-emprego). Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Honorários e benefícios de curto prazo	9.594	7.752	10.239	8.346
Bônus dos Administradores e encargos	2.657	4.824	2.657	4.824
Benefícios pós-emprego	627	602	627	602
Encargos sociais	2.141	2.110	2.271	2.229
	15.019	**15.288**	**15.794**	**16.001**

35. – SEGUROS

A Companhia possui, em 31.12.2011, apólices de seguros abrangentes de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de R$ 9.567.408 na controladora e de R$ 13.409.114 no consolidado, e para lucro cessante de R$ 628.339 na controladora e de R$ 821.446 no consolidado. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes na controladora é de R$ 553.000, por evento.



Além desses seguros, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura no valor de R$ 87.215.

No ciclo 2011/2012, a Companhia decidiu aderir à apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios - *Property Damaged Business Interruption* (PDBI) - do programa de seguros da GDF SUEZ por entender que as condições comerciais e de cobertura se mostravam mais favoráveis que as disponíveis no mercado local.

O Consórcio Estreito Energia possui seguro de risco de engenharia para as unidades que ainda não entraram em operação comercial com valores declarados para danos materiais de R$ 3.236.120 e perda de lucros esperados de R$ 591.204. A participação da Companhia nessas coberturas corresponde à R$ 1.296.713 e R$ 236.895, respectivamente, equivalente à sua participação no Consórcio.

A Companhia possui ainda seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, diretores e administradores, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

36. – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes principais compromissos de longo prazo:

a) Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul e Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia. Para a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, a Companhia possui contrato com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte). Em relação às controladas, os contratos de uso de conexão são os seguintes:

- Eólica Beberibe S.A.: Companhia Energética do Ceará (Coelce).
- Eólica Pedra do Sal S.A.: Companhia Energética do Piauí (Cepisa).

Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 248.242 (R$ 249.324 em 31.12.2010).

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (CUST e CUSD)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CESS, CEE e Itasa mantém contratos com o ONS. Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, as empresas mantêm contratos de uso da distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde as usinas estão instaladas.

Os contratos, em sua grande maioria, têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia. Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes destes contratos totaliza R$ 7.039.804 (R$ 5.802.137 em 31.12.2010).

c) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com os seguintes níveis de contratação nos próximos seis anos:

	MW médios [28]					
Ano	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Recursos próprios	3.575	3.658	3.681	3.681	3.681	3.681
Compras para revenda	599	404	316	215	205	200
Disponibilidade total	4.174	4.062	3.997	3.896	3.886	3.881
Disponibilidade contratada	4.103	4.031	3.716	3.375	2.787	2.238
% Contratados	98,30%	99,24%	92,97%	86,63%	71,72%	57,67%

A receita líquida de vendas consolidada da Companhia, em 31.12.2011, composta por natureza de clientes, é a seguinte:

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	31.12.2011		31.12.2010	
	Valor	**%**	**Valor**	**%**
Distribuidoras	2.463.320	56,93	2.425.442	59,15
Comercializadoras	477.798	11,04	554.657	13,53
Consumidores livres	1.126.955	26,05	816.717	19,92
CCEE	88.042	2,03	259.903	6,34
Exportação de energia	153.060	3,54	30.074	0,73
Outras	17.776	0,41	13.588	0,33
	4.326.951	**100,00**	**4.100.381**	**100,00**

Os clientes que em 31.12.2011 participavam em percentual superior a 5% na receita líquida da Companhia são os seguintes: Celesc, Cemig Distribuição S.A., Rio Grande Energia S.A. (RGE), CPFL Comercialização Brasil S.A. e Companhia Paulista de Força e Luz.

d) Compra de energia elétrica da Argentina

Em maio de 1998 a Tractebel Energia e a Cien firmaram Contrato pelo qual a Cien comprometeu-se a fornecer à Tractebel Energia 300 MW de potência firme com energia associada, por um prazo de 20 anos, contados a partir do início da operação comercial do sistema de transmissão entre o Brasil e a Argentina, em 21.06.2000.

No ano de 2006 constatou-se que a Cien não tinha possibilidade de disponibilizar a quantidade de energia contratada, fato que levou a Aneel a publicar Resolução Normativa, reduzindo para "zero" os valores de garantia física atribuídos à Cien para o atendimento do contrato com a Tractebel Energia. A redução para "zero" valeria até que a Cien comprovasse a existência de disponibilidade, o que não veio a ocorrer.

[28] As informações de MW médio não são revisadas pelos auditores independentes.



Diante da necessidade de resolver tal imbróglio, que se arrasta desde longa data, sem perspectiva concreta de solução, a Tractebel Energia, tendo em vista o inadimplemento total da Cien, recorreu ao poder judiciário solicitando principalmente a rescisão do contrato, com o pagamento da devida multa, e o ressarcimento dos prejuízos causados pelo não recebimento da energia contratada. No presente momento não é praticável se fazer qualquer estimativa quanto ao valor envolvido na referida ação. Todas as medidas necessárias para o cumprimento das operações comerciais da Tractebel Energia, bem como para o restabelecimento do equilíbrio de seu portfólio, já foram tomadas previamente ao longo dos últimos anos.

A ação está seguindo em curso normal, tendo a Tractebel Energia, em outubro de 2011, se manifestado sobre as considerações apresentadas pela Cien. Atualmente o processo encontra-se com o Juiz no aguardo de uma sentença.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul (MSGÁS), com vigência de cinco anos, a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona (UTE William Arjona), renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22.05.2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém a MSGÁS comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), vendedora do gás para a MSGÁS e anuente no contrato.

A Petrobras interpôs recurso especial perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ), onde, em Medida Cautelar, obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento. Em razão desta decisão, a Companhia vinha comprando energia na CCEE para suprir o lastro da energia vendida da UTE William Arjona. Quando conveniente e necessário, a usina tem operado com óleo diesel como combustível, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

Como consequência do ajuizamento da Medida Cautelar Preparatória, a Companhia ajuizou Ação Ordinária, que foi julgada procedente para o fim de determinar que os contratos de compra e venda de gás natural firmados entre a Companhia e MSGÁS e entre esta e Petrobras, e seus respectivos aditivos, sejam renovados pelo período de cinco anos, iniciando-se em 23.05.2006. O período em que houve a interrupção do fornecimento de gás em decorrência deste litígio, até novembro de 2009, deverá ser acrescido ao final do contrato, que terá o seu encerramento proporcionalmente prorrogado. O preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).

Recentemente, o STJ extinguiu a Medida Cautelar e o Recurso Especial da Petrobras por perda do objeto. Em consequência, na Medida Cautelar Preparatória foi proferido despacho determinado à MSGÁS e à Petrobras continuarem fornecendo gás para a UTE William Arjona, a partir de 26.11.2009.

A Petrobras interpôs Recurso de Aplicação em face da sentença prolatada nos autos da ação ordinária, sendo que esse recurso não prejudicou o fornecimento de gás, que permanece regular. Em recente decisão o Tribunal de Justiça do Estado de Mato Grosso do Sul (MS) negou provimento a apelação da Petrobras e manteve a sentença de 1º grau.

Considerando-se as decisões judiciais vigentes nesta data e o prazo que a Petrobras ficou sem fornecer gás para a UTE William Arjona, o Contrato está prorrogado até o dia 12.06.2013.

f) Contratos de arrendamentos

Os contratos de arrendamento abaixo foram classificados como operacionais em razão de não haver a possibilidade da transferência da propriedade do ativo para o arrendatário no final do prazo do contrato, nem da opção de compra do ativo, além de não satisfazer as demais condições descritas no IAS 17 e CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil para classificação como arrendamento mercantil financeiro.

- Sede da Companhia

A Companhia assinou contrato para a utilização do imóvel em que foi instalada a sua nova sede social. O prazo estabelecido é de dez anos, com possibilidade de renovação. Os valores contratados são atualizados anualmente pela variação anual do IPCA e o montante acordado está sujeito a revisões periódicas. Em 31.12.2011 o valor nominal histórico dos compromissos futuros é de R$ 37.368.

- Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e Projeto Trairí

A Eólica Beberibe possui quatro contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. O vencimento dos contratos ocorrerá entre maio de 2027 a setembro 2032 e os valores são compostos por parcela fixa e variável, esta correspondente a um percentual sobre a receita bruta da controlada. As parcelas fixas são reajustadas pelo IGP-M, pela variação do dólar e pelo índice de inflação dos Estados Unidos da América, dependendo de cada contrato.

Na Pedra do Sal o contrato de arrendamento do terreno onde está localizado o parque gerador da Eólica Pedra do Sal tem prazo de vencimento em 2029. O valor mensal pago corresponde a um percentual sobre a receita operacional bruta.

As empresas pertencentes ao Projeto Trairí possuem oito contratos de arrendamento de terrenos utilizados para a instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. Os vencimentos dos contratos ocorrerão entre 2032 e 2042 e os pagamentos são compostos por parcelas fixas e variáveis, estas últimas devidas somente a partir da entrada em operação de cada um dos projetos.

Em 2011 as despesas com os arrendamentos operacionais nas referidas empresas foi de R$ 1.691 (R$ 1.609 em 2010). Os pagamentos mínimos futuros estimados são como segue:

Ano	Valor
2012	1.658
2013 a 2016	8.941
2017 em diante	33.220
	43.819

g) Contrato de venda de créditos de carbono – *Certified Emission Reductions* (CER)

A controlada Lages possui contrato de venda créditos de carbono ao *Prototype Carbon Fund* (PCF), cujo volume representa cerca de 40% do total estimado de CER a serem gerados até 2014. A quantidade de CER a ser transferida anualmente ao PCF é de 88.000 até 2013 e de 134.000 em 2014. O saldo remanescente em 31.12.2011 é 486.000 CER, equivalente a R$ 9.137 em 31.12.2011.

h) Contratos para construção em andamento

- UTE Ibitiúva Bioenergética

A Controlada indireta Ibitiúva, assinou contrato com a Areva Koblitz S.A. para a prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da UTE Ibitiúva Bioenergética, cujo montante, em 31.12.2011, relativo aos compromissos futuros é de R$ 873 (R$ 3.373 em 31.12.2010).

- Usina Hidrelétrica São Salvador

A controlada CESS possui contrato com o Consórcio São Salvador para a prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da Usina Hidrelétrica São Salvador. Em 31.12.2011 os compromissos futuros relativos ao contrato são de R$ 10.581.

- Usina Hidrelétrica Estreito

O Consórcio Estreito Energia, do qual a controlada CEE participa com 40,07%, possui contratos vinculados à implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, cujos compromissos futuros, na data base de 31.12.2011, são de R$ 176.406 (R$ 410.285 em 31.12.2010), dos quais R$ 70.686 (R$ 164.401) correspondem à participação de responsabilidade da CEE.

- Energias Eólicas do Nordeste (EEN)

A EEN e suas controladas mantêm contratos vinculados à implantação de parques eólicos nos estados do Piauí e Ceará, com vigência até 31.12.2012. Os compromissos futuros referentes aos referidos contratos, na data base de 31.12.2011, são de R$ 488.516.

i) Condicionantes das licenças ambientais

A Companhia tem o compromisso de cumprir determinadas condicionantes ambientais para manter as suas licenças de operação. O orçamento de gastos ambientais para o ano de 2012, de R$ 17.140 na controladora e de R$ 30.204 no consolidado, incluem tais condicionantes ambientais.

37. – RISCOS HIDROLÓGICOS, AMBIENTAIS, SOCIAIS E TRABALHISTAS ESPECÍFICOS DA ATIVIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA

- Riscos hidrológicos

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a maior parte do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por Usinas Hidrelétricas (UHE). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. A geração hidrelétrica representava aproximadamente 79,9% da capacidade instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 5.341,9 MW. Na eventualidade da ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis no SIN, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, a Companhia ficaria exposta ao mercado de energia de curto prazo, o que poderia afetar os seus resultados financeiros futuros.

- Riscos ambientais

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

A Política de Meio Ambiente da Companhia assegura o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, estabelecendo diretrizes e práticas a serem observadas nas operações, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente, mantendo o foco no desenvolvimento sustentável de seu negócio.

- Riscos sociais e trabalhistas

Buscando minimizar riscos trabalhistas presente em suas atividades, a Companhia conta com políticas e diretrizes de gestão de recursos humanos baseadas em três pilares que são: o reconhecimento e motivação, o desenvolvimento e a saúde e o bem estar. Essas diretrizes fundamentam a identificação e a manutenção de um bom clima organizacional e mitigam os riscos sociais e trabalhistas. Anualmente, são assinados acordos coletivos de trabalho em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT), que abrangem todos os empregados da Tractebel Energia e incluem temas como benefícios trabalhistas, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação aos socorristas e às Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPA).

38. – CONCILIAÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

Em atendimento às exigências do CPC 30 - Receitas, a tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita líquida de vendas:

	Controlada (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Suprimento de energia elétrica	3.365.753	2.867.270	3.225.091	3.238.743
Fornecimento de energia elétrica	263.431	284.774	1.348.992	1.011.021
Transações no âmbito da CCEE	90.853	279.550	96.749	287.415
Exportação de energia elétrica	153.060	30.074	153.060	30.074
Outras receitas	35.195	25.991	24.588	18.880
	3.908.292	**3.487.659**	**4.848.480**	**4.586.133**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(300.896)	(263.558)	(389.511)	(358.410)
ICMS	(34.217)	(52.484)	(94.177)	(92.962)
ISS	(1.246)	(653)	(1.246)	(661)
Pesquisa e desenvolvimento	(31.790)	(29.796)	(36.595)	(33.719)
	(368.149)	**(346.491)**	**(521.529)**	**(485.752)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**3.540.143**	**3.141.168**	**4.326.951**	**4.100.381**

39. – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

Durante os exercícios de 2011 e de 2010 foram realizadas as seguintes transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa:

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Compensação de imposto de renda e contribuição social	3.312	-	8.928	6.535
Fornecedores de ativo imobilizado	1.900	-	13.331	32.061
Juros sobre financiamentos e concessões capitalizados	-	-	101.033	37.237
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	771.332	378.270	771.332	378.270
Dividendos propostos a receber de controladas	7.946	4.897	-	-
Registro de concessão a pagar	-	-	-	31.643



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

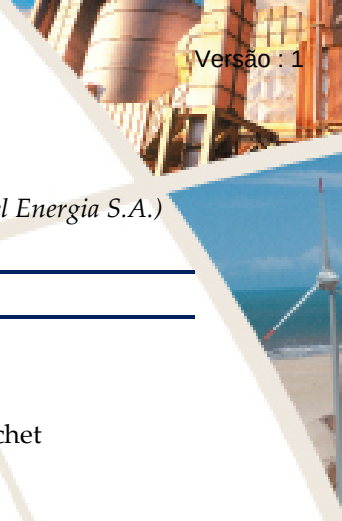
José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

Florianópolis, 07 de fevereiro de 2012.

(A Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis de 31 de dezembro de 2011 encontra-se na próxima página)



(Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis de 31 de dezembro de 2011, da Tractebel Energia S.A.)

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus María Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Philip Gotsall Cox
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC



Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22º, 25º e 26º andares
20030-905 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil

Tel.: +55 (21) 3981-0500
Fax: +55 (21) 3981-0600
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Conselheiros, Diretores e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis – SC

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Tractebel Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB,* e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

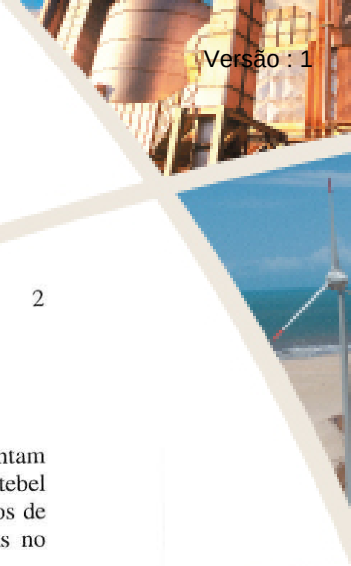
Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

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

"Deloitte" refere-se à sociedade limitada estabelecida no Reino Unido "Deloitte Touche Tohmatsu Limited" e sua rede de firmas-membro, cada qual constituindo uma pessoa jurídica independente. Acesse www.deloitte.com/about para uma descrição detalhada da estrutura jurídica da Deloitte Touche Tohmatsu Limited e de suas firmas-membro.

© Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.



Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela 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

Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Tractebel Energia S.A. essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

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 2011, 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 contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 7 de fevereiro de 2012

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Paulo Roberto Marques Garrucho
Contador
CRC 1RJ 052.813/O-1 "S" SC



PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a Distribuição de Dividendos, relativos ao exercício de 2011, com base no relatório dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu, emitido em 07/02/2012, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2012.

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item "d" abaixo.
As projeções realizadas são meras estimativas que normalmente dependem de eventos futuros; portanto não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

A Tractebel Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção.

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos três exercícios sociais encontram-se nas tabelas abaixo:

Alteração nas projeções de 2009 a 2011 nos trimestres:

As alterações devem-se principalmente a revisão das estimativas de gastos com a aquisição e implantação de projetos da Companhia.

Ano de 2009:

	Previsão informada durante o:			
Valores em R$ milhões	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição:				
Financiado com dívida	929	929	908	18
Financiado com capital próprio	684	684	692	251
Total 2009	**1.613**	**1.613**	**1.600**	**269**
Total 2010	**376**	**376**	**408**	**-**
Total 2011	**168**	**168**	**173**	**-**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2009:

A partir de 2009 os investimentos deixaram de ser informados por projeto, passando a ser aberto apenas em capital próprio e financiados com dívida, motivo pelo qual não apresentamos as projeções feitas no 4º trimestre de 2008 para os anos de 2009, 2010 e 2011.

A diferença entre o previsto e realizado em 2009 decorre principalmente da não efetivação da compra da participação na Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito) no exercício.

Alteração das projeções para 2010 feitas nos anos de 2009 e 2010

Os investimentos para a aquisição e continuidade da construção da UHE Estreito, que inicialmente estavam previstos para 2009, foram realizados durante o ano de 2010, com ajuste no valor dos investimentos.

Ano de 2010:

	Previsão informada durante o:				
	2009	**2010**			
Valores em R$ milhões	**4º trimestre**	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição					
Financiado com dívida	1.171	1.194	1.194	1.407	1.378
Financiado com capital próprio	1.041	1.042	1.042	796	830
Total 2010	**2.212**	**2.236**	**2.236**	**2.203**	**2.208**
Total 2011	**178**	**174**	**174**	**286**	**222**
Total 2012	**113**	**113**	**113**	**140**	**153**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2010:

O aumento no valor dos investimentos financiados com dívida em 2010 e a consequente redução dos montantes financiados com capital próprio estão relacionados à obtenção de empréstimo adicional junto ao BNDES referente à UHE Estreito.

Alteração das projeções para 2011 e 2012 feitas durante os trimestres de 2010

A revisão nos montantes previstos para 2011 e 2012 está relacionada com a antecipação para 2010 de parte dos investimentos com a UHE Estreito, anteriormente previstos para 2011, e a redistribuição do programa de manutenção das usinas da Companhia no período de 2010 a 2012.

Ano de 2011:

	Previsão informada durante o:				
	2010	2011			
Valores em R$ milhões	4º trimestre	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	Realizado
Descrição					
Financiado com dívida	129	129	129	246	64
Financiado com capital próprio	93	93	93	214	256
Total 2011	**222**	**222**	**222**	**460**	**320**
Total 2012	**153**	**153**	**153**	**724**	**855**
Total 2013	**92**	**92**	**92**	**605**	**605**

Nota: As projeções acima não consideram os efeitos dos juros sobre o capital de terceiros incorridos sobre as construções.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2011:

A principal variação ocorrida em relação às projeções para 2011 deve-se, substancialmente, a postergação de 2011 para 2012, de parte dos investimentos para a UHE Estreito e, principalmente, para a construção dos novos parques eólicos no Nordeste, Eólica Porto do Delta e Complexo Eólico Trairi.

Alteração das projeções para 2012 e 2013 feitas durante os trimestres de 2011:

As principais variações ocorridas nas projeções resultam da postergação anteriormente descrita, compreendendo a alteração dos investimentos no programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes, a atualização no cronograma da UHE Estreito e a previsão de reserva financeira, em 2013, para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 50,1% da UHE Jirau. Já os investimentos previstos para 2014 referem-se ao programa de manutenção de longo prazo das usinas da Companhia.

As projeções vigentes estão apresentadas no quadro a seguir:

	Previsão para os próximos 3 anos: divulgadas durante o 4º trimestre de 2011		
Descrição / Período da projeção	2012	2013	2014
Financiados com dívida	369	-	-
Financiados com capital próprio	486	605	186
Total	**855**	**605**	**186**

Pareceres e Declarações / Parecer dos Auditores Independentes - Sem Ressalva

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
Aos Conselheiros, Diretores e Acionistas da Tractebel Energia S.A. Florianópolis – SC

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Tractebel Energia S.A. (“Companhia”), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

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

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo InternatilAccounting Standards Board – IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Tractebel Energia S.A. essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

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 2011, 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 contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2012

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU	Paulo Roberto Marques Garrucho
Auditores Independentes	Contador
CRC 2SP 011.609/O-8 “F” SC	CRC 1RJ 052.813/O-1 “S” SC

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a Distribuição de Dividendos, relativos ao exercício de 2011, com base no relatório dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu, emitido em 07/02/2012, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2012.

Paulo de Resende Salgado Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro Presidente Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu referenciadas no relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

Florianópolis, 07 de fevereiro de 2012

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Parecer dos Auditores Independentes

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu referenciadas no relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

Florianópolis, 07 de fevereiro de 2012