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 7

Demonstração do Resultado Abrangente 8

Demonstração do Fluxo de Caixa 9

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013 11

DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012 12

Demonstração do Valor Adicionado 13

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo 15

Balanço Patrimonial Passivo 17

Demonstração do Resultado 19

Demonstração do Resultado Abrangente 20

Demonstração do Fluxo de Caixa 21

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013 23

DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012 24

Demonstração do Valor Adicionado 25

Relatório da Administração 27

Notas Explicativas 70

Proposta de Orçamento de Capital 198

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva 201

Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente 203

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras 204

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente 205

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Mil)	Último Exercício Social 31/12/2013
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	5.850.636
Preferenciais	0
Total	5.850.636
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	25/04/2013	Juros sobre Capital Próprio	29/05/2013	Ordinária		0,00742
Reunião do Conselho de Administração	28/06/2013	Juros sobre Capital Próprio	06/09/2013	Ordinária		0,00823
Reunião do Conselho de Administração	30/12/2013	Juros sobre Capital Próprio	02/04/2014	Ordinária		0,00531
Reunião do Conselho de Administração	22/08/2013	Dividendo	11/09/2013	Ordinária		0,02573
Assembléia Geral Ordinária	30/04/2014	Dividendo	21/05/2014	Ordinária		0,01225
Reunião do Conselho de Administração	24/07/2013	Dividendo	01/08/2013	Ordinária		0,35038

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
1	Ativo Total	9.535.800	10.948.922	10.779.103
1.01	Ativo Circulante	272.226	3.047.495	3.321.139
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	144.245	2.803.859	3.150.422
1.01.02	Aplicações Financeiras	100	124.719	59.523
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	100	124.719	59.523
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	100	124.719	59.523
1.01.03	Contas a Receber	62	62	62
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	62	62	62
1.01.06	Tributos a Recuperar	114.115	108.708	101.025
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	114.115	108.708	101.025
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	13.704	10.147	10.107
1.01.08.03	Outros	13.704	10.147	10.107
1.01.08.03.03	Outros ativos circulantes	13.704	10.147	10.107
1.02	Ativo Não Circulante	9.263.574	7.901.427	7.457.964
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	685.222	538.970	328.967
1.02.01.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	886	0	0
1.02.01.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	886	0	0
1.02.01.06	Tributos Diferidos	29.687	27.728	29.164
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	29.687	27.728	29.164
1.02.01.08	Créditos com Partes Relacionadas	6.164	34.525	56.856
1.02.01.08.02	Créditos com Controladas	6.164	34.525	56.856
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	648.485	476.717	242.947
1.02.01.09.03	Depótos judiciais	121.430	121.247	95.764
1.02.01.09.04	Outros ativos não circulante	183.155	15.182	15.135
1.02.01.09.05	Dividendos a receber	185.418	185.962	67.386
1.02.01.09.06	Juros sobre capital próprio	158.482	154.326	64.662
1.02.02	Investimentos	8.508.946	7.290.216	7.045.630
1.02.02.01	Participações Societárias	8.508.946	7.290.216	7.045.630
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	7.558.253	6.709.323	6.660.896

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	950.693	580.893	384.734
1.02.03	Imobilizado	25.942	26.567	27.268
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	25.260	25.948	27.185
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	682	619	83
1.02.04	Intangível	43.464	45.674	56.099
1.02.04.01	Intangíveis	43.464	45.674	56.099

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
2	Passivo Total	9.535.800	10.948.922	10.779.103
2.01	Passivo Circulante	50.120	182.984	155.747
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	67	4.036	216
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	67	4.036	216
2.01.01.02.01	Salários e encargos a pagar	67	4.036	216
2.01.02	Fornecedores	2.753	2.078	2.422
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	2.753	2.078	2.422
2.01.03	Obrigações Fiscais	17.540	32.858	17.422
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	17.540	32.858	17.422
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.002	1.006	762
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	1.002	1.006	762
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.002	1.006	762
2.01.05	Outras Obrigações	28.746	142.993	134.925
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	10	56	1.010
2.01.05.01.02	Débitos com Controladas	10	56	1.010
2.01.05.02	Outros	28.736	142.937	133.915
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	28.711	142.937	133.910
2.01.05.02.04	Outras passivos circulantes	25	0	5
2.01.06	Provisões	12	13	0
2.02	Passivo Não Circulante	103.116	96.529	92.299
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.940	4.925	5.911
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	3.940	4.925	5.911
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	3.940	4.925	5.911
2.02.02	Outras Obrigações	0	0	23
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	0	23
2.02.04	Provisões	99.176	91.604	86.365
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	99.176	91.604	86.365
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	97.089	91.331	85.778
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	2.076	262	576

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	11	11	11
2.03	Patrimônio Líquido	9.382.564	10.669.409	10.531.057
2.03.01	Capital Social Realizado	4.739.025	4.739.025	4.739.025
2.03.02	Reservas de Capital	2.288	2.288	2.288
2.03.04	Reservas de Lucros	4.592.765	6.468.772	6.201.428
2.03.04.01	Reserva Legal	580.000	556.907	493.683
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	0	61.400	0
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	3.941.067	5.835.867	5.513.722
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	71.698	14.598	194.023
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	-415.286	-478.496
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	48.486	-125.390	66.812

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.337	2.826	0
3.01.01	Receita bruta	3.232	3.220	0
3.01.02	(-) Deduções da receita bruta	-895	-394	0
3.03	Resultado Bruto	2.337	2.826	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	752.987	825.388	0
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-74.762	-27.823	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-89.676	-96.355	0
3.04.05.02	Amortização do ágio	-89.676	-96.355	0
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	917.425	949.566	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	755.324	828.214	0
3.06	Resultado Financeiro	119.884	225.159	0
3.06.01	Receitas Financeiras	145.121	246.109	0
3.06.02	Despesas Financeiras	-25.237	-20.950	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	875.208	1.053.373	0
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	1.936	-4.163	0
3.08.01	Corrente	-21	-6.051	0
3.08.02	Diferido	1.957	1.888	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	877.144	1.049.210	0
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	877.144	1.049.210	0
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	0,15000	0,18000	0,00000

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
4.01	Lucro Líquido do Período	877.144	1.049.210	0
4.02	Outros Resultados Abrangentes	173.876	-130.802	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	1.051.020	918.408	0

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	469.154	827.816	0
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	112.853	218.866	0
6.01.01.01	Lucro antes da contribuição social e Imposto de renda	875.208	1.053.373	0
6.01.01.02	Depreciação e amortização	3.178	3.194	0
6.01.01.03	Equivalência patrimonial	-917.425	-949.566	0
6.01.01.05	Amortização de ágio , líquida	89.676	96.355	0
6.01.01.06	Juros e variações monetárias líquidas	6.517	6.258	0
6.01.01.08	Valor residual do ativo intangível baixado	715	5.840	0
6.01.01.09	Provisão (Reversão para contigênciais cíveis e trabalhistas)	1.490	-491	0
6.01.01.10	Outras impactos não caixa no resultado	53.494	3.903	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	356.301	608.950	0
6.01.02.01	Recebimento de dividendos e juros s/ capital próprio	372.243	612.426	0
6.01.02.05	Impostos e contribuições a recuperar	633	-37	0
6.01.02.06	IR e CSLL a Recuperar	-6.061	-13.697	0
6.01.02.07	Depósitos judiciais	-183	-25.483	0
6.01.02.08	Partes relacionadas (Ativo)	35.613	18.416	0
6.01.02.09	Outros ativos	-25.030	-87	0
6.01.02.10	Fornecedores	675	-344	0
6.01.02.11	Salários e encargos a pagar	-3.969	3.820	0
6.01.02.13	Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	-17.598	15.436	0
6.01.02.16	Partes relacionadas (Passivo)	-46	-977	0
6.01.02.17	Outros passivos	24	-5	0
6.01.02.19	Encargos de dívidas e swap pagos	0	-518	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-677.545	-402.611	0
6.02.01	Integralização de capital em investidas	-792.991	-336.879	0
6.02.02	Aquisição de imobilizado	-920	-536	0
6.02.03	Aquisição de intangível	-139	0	0
6.02.04	Aquisição de investimento	-7.228	0	0
6.02.05	Aplicação em títulos e valores mobiliários	0	-65.196	0

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
6.02.06	Resgate de títulos e valores mobiliários	123.733	0	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-2.451.223	-771.768	0
6.03.04	Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	-2.449.798	-771.029	0
6.03.05	Amortização do principal de empréstimos, financiamentos	-1.425	-739	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-2.659.614	-346.563	0
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	2.803.859	3.150.422	0
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	144.245	2.803.859	0

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013

(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	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-14.598	-273.267	0	-287.865
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-150.566	0	-150.566
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-122.701	0	-122.701
5.04.08	Dividendos adicionais prpostos	0	0	-14.598	0	0	-14.598
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	877.144	173.876	1.051.020
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	877.144	0	877.144
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	173.876	173.876
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	173.876	173.876
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-1.861.409	-188.591	0	-2.050.000
5.06.04	Reserva Legal	0	0	23.093	-23.093	0	0
5.06.05	Reserva de Retenção de lucros	0	0	93.800	-93.800	0	0
5.06.07	Proposta de dividendos adicionais	0	0	-1.978.302	-71.698	0	-2.050.000
5.07	Saldos Finais	4.739.025	2.288	4.592.765	0	48.486	9.382.564

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012

(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	4.739.025	2.288	6.239.613	0	61.400	11.042.326
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	-38.185	-478.496	5.412	-511.269
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	4.739.025	2.288	6.201.428	-478.496	66.812	10.531.057
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-194.023	-586.033	0	-780.056
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-249.600	0	-249.600
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-336.433	0	-336.433
5.04.08	Dividendos adicionais propostos	0	0	-194.023	0	0	-194.023
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.049.210	-130.802	918.408
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.049.210	0	1.049.210
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-130.802	-130.802
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	-130.802	-130.802
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	461.367	-399.967	-61.400	0
5.06.04	Reserva legal	0	0	63.224	-63.224	0	0
5.06.05	Reserva de retenção de lucros	0	0	310.499	-310.499	0	0
5.06.06	Reserva de lucros a realizar	0	0	73.046	-11.646	-61.400	0
5.06.07	Proposta de dividendos adicionais	0	0	14.598	-14.598	0	0
5.07	Saldos Finais	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
7.01	Receitas	-51.567	3.220	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.232	3.220	0
7.01.02	Outras Receitas	-54.799	0	0
7.01.02.01	Resultado alienação/desativação bens e direitos	-54.799	0	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-12.091	-12.230	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-12.091	-12.230	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	-63.658	-9.010	0
7.04	Retenções	-92.854	-99.549	0
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-92.854	-99.549	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-156.512	-108.559	0
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	1.062.546	1.195.675	0
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	917.425	949.566	0
7.06.02	Receitas Financeiras	145.121	246.109	0
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	906.034	1.087.116	0
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	906.034	1.087.116	0
7.08.01	Pessoal	3.397	12.014	0
7.08.01.01	Remuneração Direta	1.787	10.079	0
7.08.01.02	Benefícios	202	1.372	0
7.08.01.03	F.G.T.S.	21	563	0
7.08.01.04	Outros	1.387	0	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	-195	4.817	0
7.08.02.01	Federais	-569	4.682	0
7.08.02.03	Municipais	374	135	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	25.688	21.075	0
7.08.03.01	Juros	25.237	20.950	0
7.08.03.02	Aluguéis	451	125	0
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	273.267	586.033	0
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	122.701	336.433	0
7.08.04.02	Dividendos	150.566	249.600	0

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
7.08.05	Outros	603.877	463.177	0
7.08.05.01	Dividendos adicionais	71.698	14.598	0
7.08.05.02	Lucro retido (Reserva legal)	23.093	63.224	0
7.08.05.03	Reserva de retenção de lucro	93.800	385.355	0
7.08.05.04	Absorção de prejuízos acumulados	415.286	0	0

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
1	Ativo Total	20.459.145	21.249.307	19.983.627
1.01	Ativo Circulante	4.629.062	6.697.901	6.859.462
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.974.366	3.770.684	4.039.346
1.01.02	Aplicações Financeiras	30.418	171.044	157.522
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	30.418	171.044	157.522
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	30.418	171.044	157.522
1.01.03	Contas a Receber	1.823.106	2.056.384	2.072.667
1.01.03.01	Clientes	1.823.106	2.056.384	2.072.667
1.01.03.01.01	Contas a receber de clientes e outros	1.823.106	2.056.384	2.072.667
1.01.04	Estoques	23.535	24.648	20.007
1.01.06	Tributos a Recuperar	538.547	445.584	364.676
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	538.547	445.584	364.676
1.01.06.01.01	Impostos e contribuições a recuperar	538.547	445.584	364.676
1.01.07	Despesas Antecipadas	36.785	12.307	23.295
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	202.305	217.250	181.949
1.01.08.03	Outros	202.305	217.250	181.949
1.01.08.03.02	Outros ativos circulantes	93.348	104.129	77.625
1.01.08.03.03	Entidade de previdência privada	6.401	10.351	6.555
1.01.08.03.04	Serviços em curso	50.812	68.071	66.220
1.01.08.03.05	Concessão de Serviço público (Ativo financeiro)	34.320	34.699	31.549
1.01.08.03.06	Recursos CDE	17.424	0	0
1.02	Ativo Não Circulante	15.830.083	14.551.406	13.124.165
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	4.303.965	4.227.735	3.101.554
1.02.01.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	1.032	43.335	8.673
1.02.01.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	1.032	43.335	8.673
1.02.01.03	Contas a Receber	416.451	582.295	911.048
1.02.01.03.01	Clientes	416.451	582.295	911.048
1.02.01.06	Tributos Diferidos	774.955	981.079	867.360
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	774.955	981.079	867.360

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
1.02.01.08	Créditos com Partes Relacionadas	0	6.690	52.192
1.02.01.08.04	Créditos com Outras Partes Relacionadas	0	6.690	52.192
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	3.111.527	2.614.336	1.262.281
1.02.01.09.04	Impostos e contribuições a recuperar	104.749	108.219	89.176
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	432.729	382.370	298.638
1.02.01.09.10	Dividendos a receber	9.352	564	9.657
1.02.01.09.12	Outros ativos não circulantes	190.956	22.420	25.744
1.02.01.09.14	Entidade de previdência privada	20.075	19.097	33.322
1.02.01.09.15	Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	2.353.666	2.081.666	805.744
1.02.02	Investimentos	1.410.826	1.066.340	699.755
1.02.02.01	Participações Societárias	1.395.135	1.047.007	680.943
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	1.395.135	1.047.007	680.943
1.02.02.02	Propriedades para Investimento	15.691	19.333	18.812
1.02.02.02.01	Outros investimentos	15.691	19.333	18.812
1.02.03	Imobilizado	2.863.034	2.676.076	2.651.051
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	2.415.375	2.453.947	2.537.983
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	447.659	222.129	113.068
1.02.04	Intangível	7.252.258	6.581.255	6.671.805
1.02.04.01	Intangíveis	7.252.258	6.581.255	6.671.805

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
2	Passivo Total	20.459.145	21.249.307	19.983.627
2.01	Passivo Circulante	3.389.934	3.450.492	2.899.245
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	93.833	93.075	65.192
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	93.833	93.075	65.192
2.01.02	Fornecedores	1.017.633	1.106.970	777.793
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	1.017.633	1.106.970	777.793
2.01.03	Obrigações Fiscais	409.560	488.864	416.780
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	409.560	488.864	416.780
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	409.560	488.864	416.780
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	851.804	1.116.735	1.059.327
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	585.004	680.184	618.109
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	545.142	628.206	586.985
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	39.862	51.978	31.124
2.01.04.02	Debêntures	266.800	436.551	441.218
2.01.05	Outras Obrigações	885.268	580.024	533.926
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	269.296	1.077	3.736
2.01.05.01.03	Débitos com Controladores	269.296	1.077	3.736
2.01.05.02	Outros	615.972	578.947	530.190
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	55.670	189.952	148.677
2.01.05.02.04	Outros passivos circulantes	476.590	272.042	254.849
2.01.05.02.05	Obrigações de beneficios definidos pós-emprego	16.331	16.298	15.233
2.01.05.02.06	Taxas regulamentares	64.276	97.681	107.784
2.01.05.02.07	Concessão do serviço público (Uso do bem Público)	3.105	2.974	3.647
2.01.06	Provisões	131.836	64.824	46.227
2.02	Passivo Não Circulante	7.414.050	6.405.289	5.835.761
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	6.333.501	5.118.154	4.854.879
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	4.899.371	4.333.428	3.655.715
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	3.474.435	3.450.393	3.383.205
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.424.936	883.035	272.510

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2013	Penúltimo Exercício 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 31/12/2011
2.02.01.02	Debêntures	1.434.130	784.726	1.199.164
2.02.02	Outras Obrigações	716.792	955.042	708.592
2.02.02.02	Outros	716.792	955.042	708.592
2.02.02.02.03	Fornecedores	101.676	83.851	61.159
2.02.02.02.04	Taxas regulamentares	33.390	53.129	78.002
2.02.02.02.05	Impostos e contribuições a recolher	15.860	19.655	10.458
2.02.02.02.06	Obrigações de benefícios pós-emprego	499.463	706.081	501.637
2.02.02.02.09	Outros passivos não circulante	43.872	70.932	37.062
2.02.02.02.10	Concessão de serviço público(Uso do bem público)	22.531	21.394	20.274
2.02.03	Tributos Diferidos	11.983	5.329	0
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	11.983	5.329	0
2.02.04	Provisões	351.774	326.764	272.290
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	351.774	326.764	272.290
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	9.655.161	11.393.526	11.248.621
2.03.01	Capital Social Realizado	4.739.025	4.739.025	4.739.025
2.03.02	Reservas de Capital	2.288	2.288	2.288
2.03.04	Reservas de Lucros	4.592.765	6.468.772	6.201.428
2.03.04.01	Reserva Legal	580.000	556.907	493.683
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	73.046	73.046	0
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	3.868.021	5.824.221	5.513.722
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	71.698	14.598	194.023
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	-415.286	-478.496
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	-400.290	0	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	48.486	-125.390	66.812
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	672.887	724.117	717.564

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	10.614.298	11.650.373	0
3.01.01	Receita bruta	14.404.571	16.188.111	0
3.01.02	(-) Deduções da receita bruta	-3.790.273	-4.537.738	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-7.771.134	-8.379.938	0
3.03	Resultado Bruto	2.843.164	3.270.435	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-1.387.539	-1.689.673	0
3.04.01	Despesas com Vendas	-652.608	-1.032.142	0
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-660.499	-571.169	0
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-74.432	-86.362	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.455.625	1.580.762	0
3.06	Resultado Financeiro	-131.957	-114.160	0
3.06.01	Receitas Financeiras	1.063.666	869.367	0
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.195.623	-983.527	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.323.668	1.466.602	0
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-252.857	-194.597	0
3.08.01	Corrente	-162.073	-291.503	0
3.08.02	Diferido	-90.784	96.906	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	1.070.811	1.272.005	0
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	1.070.811	1.272.005	0
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	877.144	1.049.210	0
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	193.667	222.795	0
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	0,15000	0,18000	0,00000

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	1.070.811	1.272.005	0
4.02	Outros Resultados Abrangentes	192.870	-145.021	0
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	1.263.681	1.126.984	0
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	1.051.020	918.408	0
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	212.661	208.576	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	2.255.324	2.823.151	0
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	2.767.481	3.364.776	0
6.01.01.01	Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	1.323.668	1.466.602	0
6.01.01.02	Depreciação e amortização	605.830	599.466	0
6.01.01.03	Equivalência patrimonial	-16.408	-11.142	0
6.01.01.04	Amortização de ágio, líquida	90.840	97.521	0
6.01.01.05	Juros e variações monetárias líquidas	582.286	612.837	0
6.01.01.06	Valor justo do ativo financeiro da concessão	-98.943	-86.083	0
6.01.01.08	Valor residual do ativo intangível baixado	89.539	185.974	0
6.01.01.11	Provisão (reversão) para contingências civeis, fiscais e trabalhistas	99.759	82.850	0
6.01.01.12	Outras provisões	53.633	3.903	0
6.01.01.13	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	37.277	412.848	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-425.135	-466.178	0
6.01.02.01	Contas a receber de clientes e outros	134.770	-85.325	0
6.01.02.02	IR e CSLL a Recuperar	32.420	-58.482	0
6.01.02.03	Recebimentos de dividendos e juros sobre capital próprio	499	312	0
6.01.02.04	Recursos CDE	-6.666	0	0
6.01.02.05	Partes relacionadas (Ativo)	36.909	39.571	0
6.01.02.06	Impostos e contribuições a recuperar	-36.155	-88.853	0
6.01.02.07	Estoques	1.118	-4.641	0
6.01.02.08	Partes relacionadas (Passivo)	190.862	0	0
6.01.02.09	Taxas regulamentares	-54.878	-38.925	0
6.01.02.10	Depósitos judiciais	-43.519	-73.276	0
6.01.02.11	Indenizações/contingências pagas	-79.460	-75.555	0
6.01.02.12	Despesas pagas antecipadamente	-24.478	9.536	0
6.01.02.13	Fornecedores	136.472	386.426	0
6.01.02.14	Salários e encargos a pagar	758	27.807	0
6.01.02.15	Encargos de dívidas e swap pagos	-634.298	-475.482	0
6.01.02.16	Entidade de previdência privada (Passivo)	-32.026	34.024	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
6.01.02.17	Outros passivos	177.218	42.687	0
6.01.02.18	Entidade de previdência privada (ativo)	2.972	10.429	0
6.01.02.19	Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	-31.780	63.422	0
6.01.02.20	Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	-195.873	-179.853	0
6.01.03	Outros	-87.022	-75.447	0
6.01.03.01	Concessão serviço público (Ativo financeiro)	0	2.467	0
6.01.03.02	Outros ativos	-87.022	-77.914	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-2.765.162	-2.656.583	0
6.02.01	Integralização de capital em investidas	-535.814	-371.562	0
6.02.02	Aquisição de investimentos	-516.912	-678	0
6.02.03	Alienação de bens do ativo permanente	20.961	-525	0
6.02.04	Aquisição de imobilizado	-302.010	-130.841	0
6.02.05	Concessão serviço público (Ativo financeiro)	-30.982	-15.944	0
6.02.06	Aquisição de intangível	-1.609.677	-2.098.343	0
6.02.07	Aplicação em títulos e valores mobiliários	-611.296	-1.000.884	0
6.02.08	Resgate de títulos e valores mobiliários	820.568	962.194	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.286.480	-435.230	0
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	1.277.092	1.265.681	0
6.03.02	Captação de debêntures	890.000	0	0
6.03.03	Amortização de principal de empréstimo e financiamento	-701.668	-606.972	0
6.03.04	Amortização de principal de debêntures	-421.495	-411.820	0
6.03.05	Obrigações vinculadas	219.696	247.692	0
6.03.06	Pagamento de dividendos e juros sobre capitla próprio	-2.572.631	-929.811	0
6.03.07	Aumento(Redução) de capital	22.526	0	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-1.796.318	-268.662	0
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	3.770.684	4.039.346	0
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.974.366	3.770.684	0

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013

(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	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409	724.117	11.393.526
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409	724.117	11.393.526
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-14.598	-273.267	0	-287.865	-124.055	-411.920
5.04.01	Aumentos de Capital	0	0	0	0	0	0	3.050	3.050
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-150.566	0	-150.566	-51.790	-202.356
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-122.701	0	-122.701	-28.915	-151.616
5.04.08	Dividendos adicionais propostos	0	0	-14.598	0	0	-14.598	0	-14.598
5.04.09	Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	-46.400	-46.400
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	877.144	-226.414	650.730	109.203	759.933
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	877.144	0	877.144	193.667	1.070.811
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-226.414	-226.414	-84.464	-310.878
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Coligadas	0	0	0	0	173.876	173.876	18.994	192.870
5.05.02.06	Aquisição de participação adicional junto a não controladores	0	0	0	0	-400.290	-400.290	-103.458	-503.748
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-1.861.409	-188.591	0	-2.050.000	-36.378	-2.086.378
5.06.04	Reserva legal	0	0	23.093	-23.093	0	0	0	0
5.06.05	Reserva de retenção de lucros	0	0	93.800	-93.800	0	0	0	0
5.06.06	Proposta de dividendos adicionais	0	0	-1.978.302	-71.698	0	-2.050.000	-36.378	-2.086.378
5.07	Saldos Finais	4.739.025	2.288	4.592.765	0	-351.804	8.982.274	672.887	9.655.161

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012

(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	4.739.025	2.288	6.239.613	0	61.400	11.042.326	940.658	11.982.984
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	-38.185	-478.496	5.412	-511.269	-223.094	-734.363
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	4.739.025	2.288	6.201.428	-478.496	66.812	10.531.057	717.564	11.248.621
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-194.023	-586.033	0	-780.056	-202.023	-982.079
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-249.600	0	-249.600	-42.607	-292.207
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-336.433	0	-336.433	0	-336.433
5.04.08	Dividendos adicionais propostos	0	0	-194.023	0	0	-194.023	-159.416	-353.439
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.049.210	-130.802	918.408	208.576	1.126.984
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.049.210	0	1.049.210	222.795	1.272.005
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-130.802	-130.802	-14.219	-145.021
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	461.367	-399.967	-61.400	0	0	0
5.06.04	Reserva legal	0	0	63.224	-63.224	0	0	0	0
5.06.05	Reserva de retenção de lucros	0	0	310.499	-310.499	0	0	0	0
5.06.06	Reserva de lucros a realizar	0	0	73.046	-11.646	-61.400	0	0	0
5.06.07	Proposta de dividendos adicionais	0	0	14.598	-14.598	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	4.739.025	2.288	6.468.772	-415.286	-125.390	10.669.409	724.117	11.393.526

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
7.01	Receitas	14.157.782	15.591.958	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	14.404.571	16.188.111	0
7.01.02	Outras Receitas	-79.149	-18.432	0
7.01.02.01	Resultado alienação/desativação bens e direitos	-79.149	-18.432	0
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-167.640	-577.721	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-8.215.327	-8.433.230	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-2.565.566	-2.964.269	0
7.02.04	Outros	-5.649.761	-5.468.961	0
7.02.04.01	Materias-primas consumidas	-299.274	-225.915	0
7.02.04.02	Energia elétrica comprada para revenda	-4.900.711	-4.506.193	0
7.02.04.03	Encargo de uso de rede básica	-449.776	-736.853	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	5.942.455	7.158.728	0
7.04	Retenções	-697.989	-690.605	0
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-697.989	-690.605	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	5.244.466	6.468.123	0
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	1.080.075	880.526	0
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	16.409	11.159	0
7.06.02	Receitas Financeiras	1.063.666	869.367	0
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	6.324.541	7.348.649	0
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	6.324.541	7.348.649	0
7.08.01	Pessoal	511.397	431.947	0
7.08.01.01	Remuneração Direta	285.670	248.211	0
7.08.01.02	Benefícios	67.709	63.682	0
7.08.01.03	F.G.T.S.	28.689	21.712	0
7.08.01.04	Outros	129.329	98.342	0
7.08.01.04.01	Indenização trabalhista	21.550	21.478	0
7.08.01.04.02	Encerramento de ordem em curso	4.318	5.635	0
7.08.01.04.03	Transferência para ordens	-120.236	-153.488	0
7.08.01.04.04	Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	24.784	30.878	0

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Penúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Antepenúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011
7.08.01.04.05	Auxílio alimentação	33.072	29.729	0
7.08.01.04.06	Convênio assistencial e outros benefícios	16.178	18.558	0
7.08.01.04.07	Provisão para férias e 13º salário	65.683	64.738	0
7.08.01.04.08	Plano de saúde	27.081	14.764	0
7.08.01.04.09	Participação nos resultados	43.305	49.267	0
7.08.01.04.10	Administração	10.107	16.975	0
7.08.01.04.11	Outros	3.487	-192	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	3.532.403	4.647.749	0
7.08.02.01	Federais	1.144.276	2.020.171	0
7.08.02.02	Estaduais	2.370.151	2.610.050	0
7.08.02.03	Municipais	17.976	17.528	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.209.930	996.948	0
7.08.03.01	Juros	1.190.545	974.801	0
7.08.03.02	Aluguéis	14.306	13.421	0
7.08.03.03	Outras	5.079	8.726	0
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	882.220	808.828	0
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	122.701	336.433	0
7.08.04.02	Dividendos	150.566	249.600	0
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	415.286	0	0
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	193.667	222.795	0
7.08.05	Outros	188.591	463.177	0
7.08.05.01	Dividendos propostos	71.698	14.598	0
7.08.05.02	Lucro retido (reserva legal)	23.093	63.224	0
7.08.05.03	Reserva de retenção de lucro	93.800	385.355	0

NEOENERGIA

Relatório de Administração – 2013

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

Em 2013, o Conselho de Administração, em conjunto com a Diretoria, revisou a missão, a visão de futuro e os valores do Grupo Neoenergia. Com essa iniciativa e face aos novos desafios apresentados para o setor energético no Brasil, o Grupo renovou seu compromisso com o desenvolvimento sustentável do país e reformulou o enunciado de sua Missão: "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade". Essa é a razão de ser do Grupo Neoenergia. E esse compromisso se confirmou por meio dos investimentos feitos pelo Grupo na geração, distribuição e transmissão de energia.

Na área de geração, foram priorizados os investimentos em energia de fonte renovável. No sudoeste do Paraná, foi iniciada a construção da hidrelétrica Baixo Iguaçu, com investimentos previstos de R$ 1,6 bilhão, para uma capacidade instalada de 350,2 MW, o suficiente para abastecer uma população de 1 milhão de habitantes. Na divisa do Mato Grosso com o Pará, a construção da hidrelétrica Teles Pires foi acelerada, antecipando inclusive o prazo para a realização do desvio do rio. A previsão é de que o empreendimento seja concluído no segundo semestre de 2014 e entre em operação no início de 2015. Teles Pires somará 1.820 MW ao sistema elétrico brasileiro, o suficiente para abastecer 5 milhões de habitantes.

No ano passado, a Neoenergia também finalizou a construção de 10 parques eólicos no Nordeste, 7 no Rio Grande do Norte e 3 na Bahia, totalizando investimentos de R$ 1,2 bilhão, em parceria com a Iberdrola. Com esses empreendimentos e os 10% que possui na usina Belo Monte, no Pará, o Grupo deverá chegar a 2019 com 4.010 MW de capacidade instalada, tornando-se um dos maiores geradores privados de energia do Brasil.

Em distribuição, o Grupo investiu R$ 1,6 bilhão na ampliação e modernização da rede elétrica para levar energia com ainda mais qualidade, eficiência e segurança aos 9,9 milhões de clientes nos estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte. Merece destaque a aquisição de equipamentos para a instalação, em 2014, das Redes Elétricas Inteligentes em Fernando de Noronha (PE) e a aquisição de veículo de inspeção embarcada, com tecnologia de termovisão. Com essa inovação, será possível inspecionar 80 km de rede/dia, com um nível de confiabilidade quatro vezes maior que os padrões convencionais. Ambos são exemplos de projetos pilotos desenvolvidos e coordenados pela Celpe, distribuidora do Grupo em Pernambuco.

Vale ressaltar que os investimentos em distribuição de energia realizados pela Neoenergia foram determinantes para a redução de perdas de energia nos três estados. Essa queda foi de 1,8 pontos percentuais em PE, de 1,7 pontos percentuais na Bahia e de 0,7 pontos percentuais no Rio Grande do Norte.

Destacamos também a contribuição do Grupo Neoenergia para a realização dos jogos da Copa do Mundo no Nordeste. Em 2013, foram investidos R$ 60 milhões, em obras relacionadas a Copa, com o objetivo de ampliação e manutenção preventiva da rede elétrica da COELBA, CELPE e COSERN. Depois de inaugurar a primeira usina de geração solar da América Latina dentro de um estádio de futebol, Pituaçu, em Salvador-BA, a Neoenergia, por meio de suas distribuidoras Celpe, Coelba e Cosern, implantou, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, estádio-sede da Copa 2014, a Usina Solar São Lourenço da Mata. Esse investimento foi de R$ 10 milhões e permitiu a instalação de 1 megawatt/pico, equivalente ao consumo de 6 mil habitantes. O Grupo continua em campo para entregar, entre 2014 e 2015, outras três usinas de geração solar: uma delas dentro da Itaipava Arena Fonte Nova, também sede da Copa 2014, e outras duas em Fernando de Noronha. O investimento total de R$ 24,5 milhões nas cinco usinas faz parte do P&D estratégico lançado pela Aneel e do Programa de Eficiência Energética da Celpe e Coelba.

Ainda na linha da inovação com sustentabilidade, o Programa de Eficiência Energética "Nova Geladeira" substituiu, até o final de 2013, 246 mil geladeiras velhas por novas e doou 2,3 milhões de lâmpadas fluorescentes. Com isso, desde o início do programa, o Grupo promoveu uma economia no consumo de energia de cerca de 301,9 GWh/ano , o equivalente a uma usina de 62,7 MW, que daria para abastecer 214 mil residências com consumo médio de 100 KWh/mês. A Neoenergia também liderou, na Bahia, em parceria com a Philips e empresas varejistas, o movimento para estimular a troca de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por LED, com descontos de 75% na compra desse produto para seus clientes.

Seja na cidade ou nas regiões mais isoladas do Nordeste, o Grupo não mede esforços para levar energia com qualidade a todos os seus clientes. A Neoenergia é responsável pelo maior número de ligações realizadas no país por meio do Programa Luz Para Todos, do Governo Federal. Em 2013, foi atingida a marca de 677 mil ligações rurais, totalizando R$ 4 bilhões de investimentos feitos pelo Grupo, com a participação de suas distribuidoras e dos governos estadual e federal.

Transformação socioeconômica nas regiões onde atua, respeito pelo cliente, foco nas pessoas, atuação sem fronteiras, integridade, sustentabilidade e criação de valor para seus acionistas. Esses valores, aliados à transparência e à solidez do Grupo, levaram a agência de rating S&P reafirmar, em 2013, pelo quarto ano consecutivo, a nota máxima para a Neoenergia na escala nacional (brAAA) e grau de investimento na escala global (BBB-). Esse reconhecimento espelha os resultados obtidos pelo Grupo, cujo Ebitda alcançou R$ 2,1 bilhões no ano e o lucro líquido somou R$ 877 milhões. Ainda, a energia vendida aumentou 6,1% nos três estados, enquanto no Brasil esse crescimento foi de 3,5%.

Ciente da sua contribuição para o desenvolvimento sustentável do País, o Grupo Neoenergia, por meio de seus 5.100 colaboradores diretos, está preparado para prosseguir com o seu plano de investimentos em geração e distribuição de energia, e com o propósito firme de ser admirado pelos seus clientes, governo e colaboradores e reconhecido, nacionalmente, como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento.

Marco Geovanne Tobias da Silva

Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

O crescimento da economia brasileira em 2013 apresentou uma evolução em relação ao ano de 2012. O Produto Interno Bruto registrou um crescimento de 2,3% em relação ao ano de 2012, contra o crescimento de 0,9% registrado no ano anterior. Apesar deste avanço, o crescimento do PIB brasileiro foi o menor entre os países da América Latina de acordo com projeções do FMI. O crescimento da inflação é outro tema preocupante no cenário macroeconômico brasileiro. Para conter este avanço a taxa SELIC foi elevada constantemente pelo COPOM. No final de 2012 a SELIC registrava 7,25% a.a. e ao final de 2013 alcançou 10% a.a.

Nos Estados do Nordeste, a região que concentra maior parte dos ativos do Grupo Neoenergia, o ritmo de atividade foi freado devido aos efeitos da seca sobre a renda agrícola e o moderado avanço do setor industrial. Apesar destes fatos, a Região Nordeste ainda deve seguir com um crescimento no PIB acima das outras regiões do Brasil, mantendo a trajetória que ocorreu em 2012. As perspectivas para evolução da atividade econômica no Nordeste revelam-se positivas para os próximos trimestres mantendo-se o cenário de dinamismo do mercado de trabalho e continuidade dos programas sociais do governo federal.

Os índices que influenciam no reajuste das tarifas e custos do setor elétrico são importantes e constantemente monitorados pelo o Grupo Neoenergia. O IPCA sofreu um aumento em 2013 onde o acumulado atingiu 5,91% em comparação com o registrado em 2012 que registrou 5,84%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 2,31 p.p. passando de 7,82% a.a em 2012 para 5,51% a.a. em 2013. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R$/U$ 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,64% comparado ao ano anterior.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Neoenergia S.A. é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída em 14.02.1996, originalmente sob a denominação de Guaraniana S.A, com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

Em 1997 a Neoenergia iniciou seus investimentos no segmento de Distribuição de Energia com a aquisição da Coelba – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, maior empresa de distribuição do Nordeste, num montante de R$ 1,7 bilhão. A Coelba foi a primeira empresa a ser arrematada no leilão de privatização. No mesmo ano o Grupo adquiriu, também através de leilão de privatização, a Cosern – Companhia Energética do Rio Grande do Norte, com um investimento da ordem de R$ 674 milhões, ambas com concessão federal de 30 anos.

Em abril de 1999, foi outorgada à Companhia a concessão de uso de bem público para exploração do aproveitamento hidrelétrico denominado Itapebi, em trecho do Rio Jequitinhonha e em outubro de 2003, 42% das ações da Itapebi que pertenciam à COELBA, foram vendidas ao Grupo Neoenergia. Itapebi foi a primeira usina construída pela Neoenergia.

Em 2000, a Neoenergia arrematou a CELPE – Companhia Energética do Estado de Pernambuco, em leilão de privatização, pelo preço mínimo estabelecido de R$ 1,8 bilhão. O negócio incluía o compromisso de construção de uma usina termoelétrica no Estado. Sendo assim, ainda em 2000 iniciaram-se as obras da UTE Termopernambuco, com capacidade instalada de 532 MW. Em paralelo, deu-se início a construção da UTE Termoaçu, localizada no Estado do Rio Grande do Norte e com capacidade instalada de 368 MW, em parceria com a Petrobras. A Neoenergia vendeu sua participação na Termoaçu para a Petrobras em 2013. Ainda em 2000, a Neoenergia criou a comercializadora NC Energia, para atender indústrias de diversos segmentos, grandes e pequenas geradoras de energia e empresas de serviços interessadas na compra e venda de energia com maior dinamismo, rentabilidade e eficácia.

Em 2004, visando melhor se adequar às demandas do mercado, melhorar sua gestão e aproveitar a sinergia dos negócios, o Grupo Neoenergia se reestruturou e implementou um novo modelo de Governança Corporativa. O Grupo passou a operar com um quadro diretivo único, com conselheiros da holding presentes nas principais controladas. Foram instaurados Comitês para auxiliar o Conselho na tomada de decisão, conforme descrito a seguir no capítulo de Governança Corporativa. Este também é o ano da entrada em operação da Termopernambuco.

Em 2005 ocorreu a retomada da expansão do Grupo Neoenergia. Neste ano a Neoenergia venceu o Leilão de concessão para construção da UHE Baguari e das PCH's Goiandira e Nova Aurora (Goiás Sul) e em agosto foi constituída a Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. para assumir os ativos de geração e transmissão da Coelba, que foram segregados da companhia distribuidora em atendimento ao processo de desverticalização do Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2006 foram adquiridas as concessões para construção e exploração das PCH's Pirapetinga (20 MW), Pedra do Garrafão (Rio PCH I) (19 MW), da UHE Corumbá III (Geração CIII) (93,6 MW) e da UHE Dardanelos (261 MW). E em 2007, a Neoenergia adquiriu autorização para construção das PCH's Sítio Grande, Palmeiral e Jatobá, totalizando a capacidade instalada de 46,6MW.

Em 2008 a Neoenergia adquiriu autorização para construção da UHE Baixo Iguaçu, localizada no Estado do Paraná com capacidade de 350 MW. Em 2009, foram inauguradas as PCH's Pirapetinga, em agosto, e Pedra do Garrafão, em setembro. Ainda no mesmo mês, foi inaugurada a UHE Baguari e em outubro, a UHE Corumbá, sendo a primeira em Minas Gerais e a segunda em Goiás. Já na área de transmissão, foi adquirida autorização para construção da Subestação Narandiba, com potência instalada de 200 MVA em 230 kV, com o propósito de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador. A obra teve início em março de 2010 e a subestação entrou em operação em 2011.

Em 2010, a Neoenergia realizou importantes aquisições, iniciando pela participação de 10%, por meio de sua controlada Belo Monte Participações, no Consórcio Norte Energia S.A., responsável pela construção da UHE Belo Monte, localizado no rio Xingu (PA) e com capacidade instalada de 11.233 MW. Com segregação das atividades de transmissão e geração, foram assinados os Contratos de Concessão referente às instalações de transmissão da Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. e as usinas da Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.

Em agosto do mesmo ano, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renováveis, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, nove parques eólicos com capacidade

instalada total de 258 MW. Os parques estão localizados na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola Renováveis, a Neoenergia, construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico, Caetité 1, com capacidade de 30 MW, totalizando 288MW de capacidade instalada em eólicas. Em outubro, iniciou a operação comercial da PCH Sítio Grande, seguida da PCH Goiandira e em novembro, da PCH Nova Aurora.

Em dezembro de 2010, foi arrematada a UHE Teles Pires no Leilão A-5, por meio do Consórcio Teles Pires Energia Eficiente, formado por Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht (0,9%). A usina, localizada entre o Mato Grosso e o Pará, no rio Teles Pires, terá potência instalada de 1.820 MW. Neste mesmo mês, foi assinado um Instrumento de Compra e Venda com a Iberdrola para aquisição das empresas de cogeração Energyworks e Capuava Energy. Com um total de seis plantas de geração de energia elétrica e vapor, movidas a gás natural, instaladas em indústrias dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Ceará, as empresas tem capacidade instalada de 93 MW e capacidade de produção de 405 ton/h de vapor.

Em junho de 2011, a Companhia Hidrelétrica Teles Pires assinou, para o prazo de trinta e cinco anos, seu Contrato de Concessão. Em agosto deste mesmo ano, foi concedida pela ANEEL a autorização para a entrada em operação comercial da UHE Dardanelos e em dezembro, no segmento de transmissão, a Neoenergia arrematou a concessão da Subestação Extremoz (230/69kV), com 2 transformadores de 150 MVA, localizada no município de Extremoz, a cerca de 16km de Natal (RN). O objetivo desta subestação é atender a crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal.

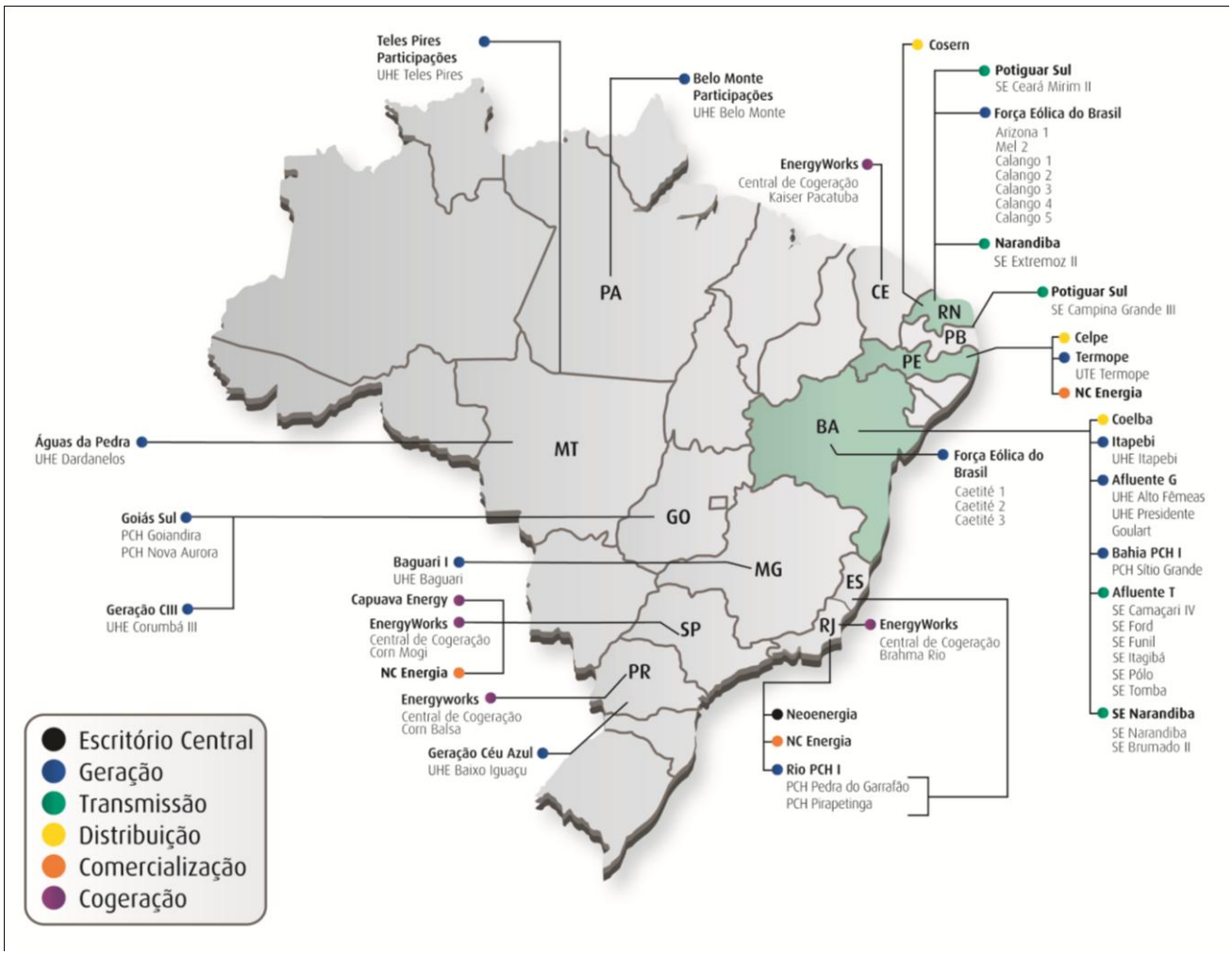
Em junho de 2012, a Neoenergia arrematou a concessão para Construção, Operação e a Manutenção da expansão da Subestação Brumado II localizada no estado da Bahia. A subestação beneficiará a Região Sudoeste da Bahia, composta por 30 municípios, entre os quais se destacam, Brumado e Vitória da Conquista, ampliando a oferta e melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema elétrico regional. Em agosto de 2012, a Neoenergia por meio da SPE Geração Céu Azul S.A. assinou o contrato de concessão da UHE Baixo Iguaçu pelo prazo de trinta e cinco anos.

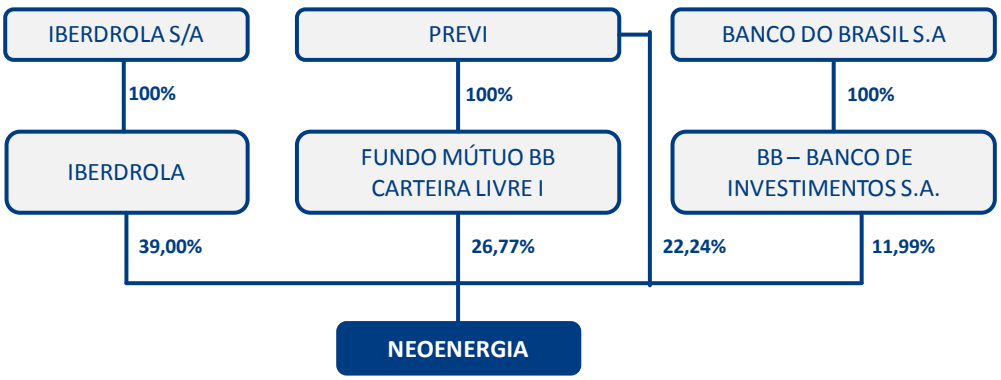
Em maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha, passando por 54 municípios.

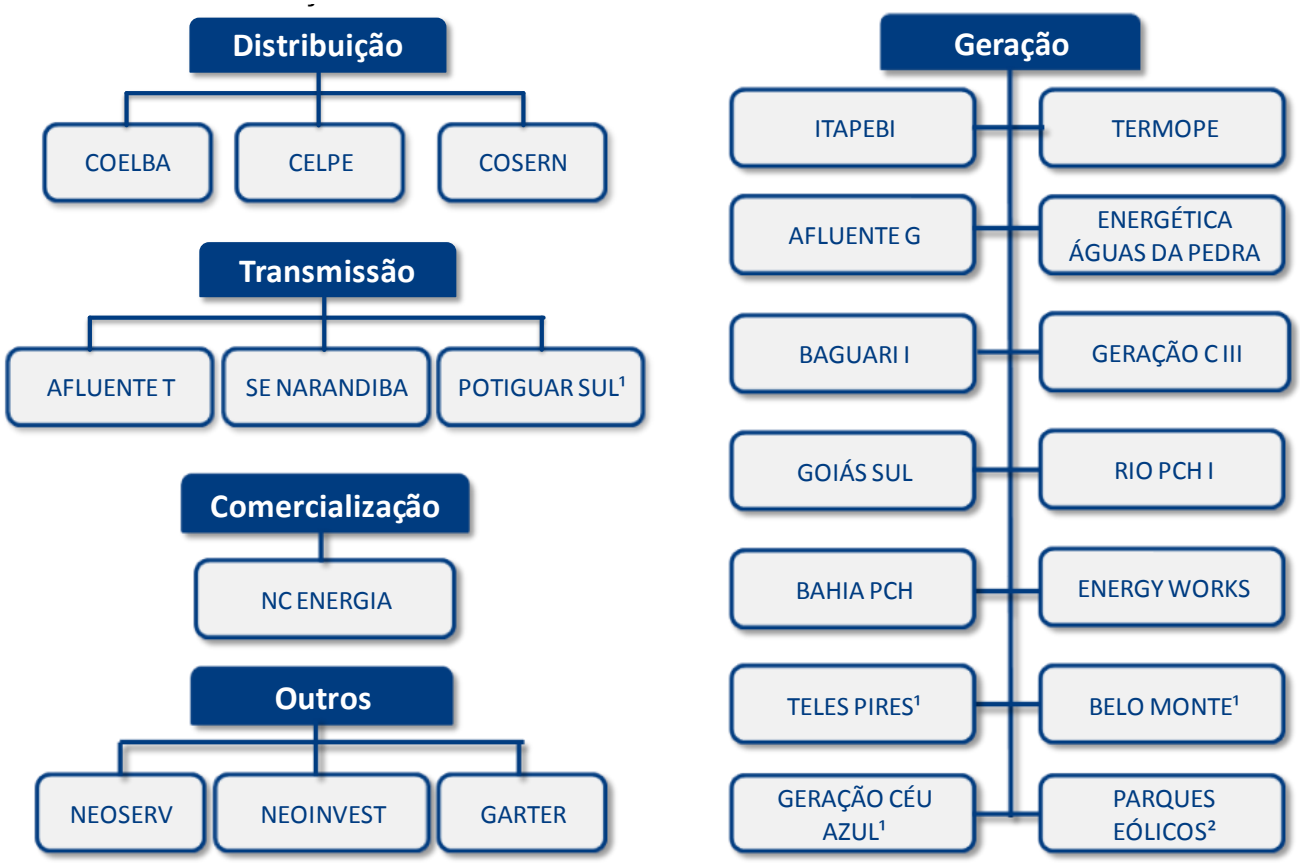
A capacidade Instalada de geração de energia do Grupo chegará a 4010 MWh em 2019, considerando a participação da Neoenergia nos projetos que já estão em nosso portfólio conforme detalharemos melhor no item 5.2 deste relatório.

A Neoenergia também está presente no segmento de transmissão através da Afluente Transmissão de Energia, resultado da desverticalização dos ativos de geração e transmissão da Coelba, e da SE Narandiba, empresas que comportam os ativos de transmissão do Grupo. O mais recente investimento nesse segmento foi a linha de transmissão Ceará-Mirin, resultado do sucesso do Grupo Neoenergia no leilão de transmissão realizado em maio de 2013.

No mapa a seguir podemos visualizar a localização dos empreendimentos da Neoenergia.







Nota¹: Em fase pré operacional
Nota²: 02 parques em operação comercial e 08 parques aptos a operar aguardando a construção da linha de transmissão

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

As práticas de Governança Corporativa da Neoenergia seguem as diretrizes recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) para assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram a holding e a unificação de processos, com ganhos de escala.

A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

Conselho de Administração
É integrado por dez representantes dos acionistas eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, quatro são indicados pela Iberdrola, quatro pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e dois pelo Banco do Brasil – Banco de Investimentos (BBBI).
As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem mensalmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção de cada uma das controladas, apreciando-os antes de os temas seguirem para aprovação dos Conselhos de cada empresa. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal

Com função independente, é composto por três membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. Reúne-se mensalmente e encontros extraordinários podem ocorrer sempre que se julgar necessário ou for convocado.

Sua atuação auxilia a governabilidade da Companhia e seu funcionamento ocorrerá nos exercícios sociais em que for instalado. Garante o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei.

Diretoria Executiva

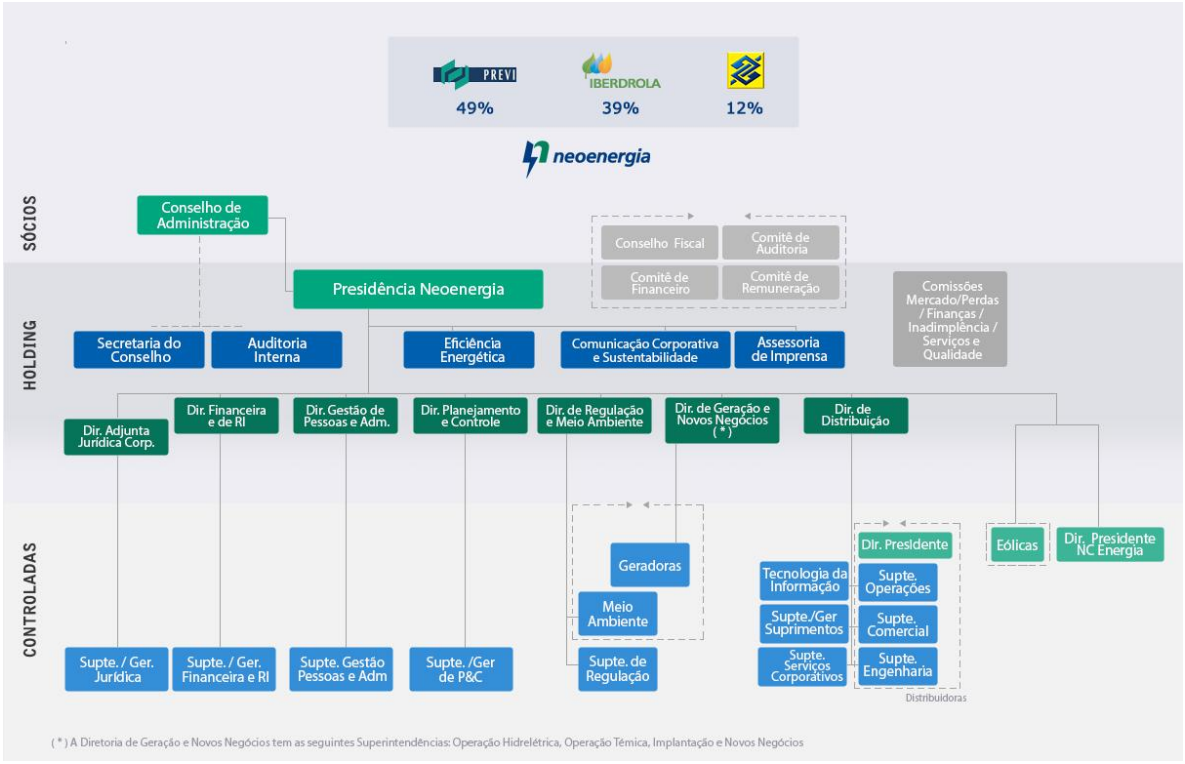
É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por sete membros, incluindo a diretora-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares.

A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da holding também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

Comitês

Instalados apenas na Neoenergia, são três diferentes Comitês: de Auditoria, Financeiro e de Remuneração e Sucessão. Cada um dentro de seu escopo é responsável pelas grandes decisões administrativas do dia-a-dia da empresa e pelo planejamento e acompanhamento de ações estratégicas. Cada Comitê é formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês de Auditora e Financeiro realizam reuniões mensais e o Comitê de Remuneração e Sucessão, trimestralmente, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário.

Organograma de Governança Corporativa



4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. GERAÇÃO

No ano de 2013 podemos destacar algumas questões importantes que ocorreram no setor elétrico: Medida Provisória 579, alteração na metodologia de cálculo das tarifas de transmissão (TUST), Resolução CNPE 03/13, nível de armazenamento dos reservatórios, e Portaria MME 455/12, e aprovação da metodologia aplicável ao 3º ciclo de revisão periódica das RAPs das concessionárias de serviço público de transmissão.

A Medida Provisória 579 foi editada em 11/09/2012 e transformada na Lei 12.783 em 11/01/2013, tendo como objetivos a desoneração dos encargos setoriais e a renovação das concessões vincendas de geração, transmissão e distribuição, resultando na redução da tarifa de energia elétrica para o consumidor final. Apenas as concessões outorgadas antes da Lei nº 8.987/95 foram impactadas por esta nova regulamentação.

A renovação das concessões de geração foi condicionada à redução da tarifa de venda de energia, sendo que as usinas que não aceitassem estas condições deveriam reverter suas concessões a União, para a abertura de uma nova licitação. As usinas que aceitaram a renovação das concessões tiveram sua garantia física transferida para o mercado cativo na forma de cotas de energia, remuneradas pela Receita Anual de Geração (RAG). A RAG contempla apenas os custos de O&M necessários para gestão do empreendimento, visto que as cotas de energia não poderão ser comercializadas pelo agente de geração. Esta mudança na forma de comercialização de energia destas empresas, majoritariamente federais, acarretou em uma redução do seu valor de mercado, devido a incertezas do mercado perante a sustentabilidade do negócio no futuro.

Ademais, houve um descontentamento dos consumidores participantes do mercado livre, que não tiveram acesso a energia oriunda destas usinas. As cotas de energia foram direcionadas exclusivamente para o mercado cativo, com o intuito de reduzir o custo dos consumidores finais conectados às distribuidoras de energia elétrica. Este movimento criou um desbalanço entre os custos da energia nos mercados livre e cativo.

As empresas de geração do grupo Neoenergia não foram diretamente afetadas pela MP 579, visto que suas concessões foram outorgadas após a publicação da Lei nº 8.987/95. No entanto, a renovação das concessões das empresas de

transmissão proporcionou a redução da tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST do nível tarifário da transmissão, o que representou um ganho para as empresas de geração.

A Resolução Normativa nº 117/04 estabilizou o valor da TUST dos agentes de geração no período de 01/jul05 a 30/jun/13, prevendo o seu recálculo a partir de 01/jul/13, quando a ANEEL poderia rever a metodologia de cálculo da TUST. Nesse sentido, a Resolução Normativa nº 559/13 determinou uma alteração na metodologia de cálculo da tarifa de transmissão. Os valores de TUST vigentes a partir de 01/jul/13 foram calculados a partir do valor médio da TUST projetada para os próximos 10 anos, de modo a refletir o custo de ampliação da rede de transmissão. O novo regulamento visa reduzir as incertezas dos agentes em relação a variação anual da TUST ao longo do tempo.

A aplicação da nova metodologia, combinada com o recálculo da TUST a partir de 01/jul/13, propiciou uma redução de custos adicional para as empresas de geração da Neoenergia.

Outra alteração regulatória importante durante o ano de 2013 foi a edição da Resolução nº 3/2013 pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. A referida Resolução alterou a forma de rateio do custo dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS por Segurança Energética, necessários para manutenção da segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN em períodos de recessão hidrológica. Nestes períodos, torna-se necessário o acionamento de usinas térmicas em patamares superiores aos estabelecidos pelos estudos energéticos realizados pelo ONS, com o objetivo de evitar a redução acentuada do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

A regra até então vigente estabelecia que apenas os consumidores de energia elétrica fossem responsáveis pelo pagamento deste encargo. A partir da publicação desta Resolução, todos os agentes que atuam no mercado, incluindo geradores e comercializadores, passaram a arcar com o pagamento deste encargo, de acordo com regras específicas estabelecidas na referida Resolução.

Tal alteração teve impacto direto sobre as empresas de geração do grupo Neoenergia, que ficaram sujeitas ao pagamento de um custo elevado e não previsto. Para contornar esse problema, o grupo Neoenergia, por meio das associações de classe do setor elétrico, impetrou uma ação judicial para suspender os efeitos da Resolução CNPE 03/13. Tal ação permitiu que uma liminar judicial suspendesse a cobrança dos encargos apurados para as empresas de geração associadas (incluindo as geradoras do grupo), até que o mérito da questão seja apreciado pela justiça.

Como consequência do período hidrológico desfavorável verificado durante os anos de 2012 e 2013, os reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram o nível mais baixo em uma década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema a elevar o nível de despacho das usinas térmicas. Essa situação, além de acarretar em pagamento de ESS para os agentes, elevou o valor do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, referência para a negociação de energia no mercado de curto prazo.

O PLD impacta diretamente os agentes com posições contratuais negativas no mercado de curto prazo. No ano de 2013, as distribuidoras foram os agentes que mais sofreram com a elevação do PLD, pois apresentavam exposições financeiras negativas oriundas da compra de energia frustrada no Leilão A-0, realizado em 2013 com entrega de energia no mesmo ano.

Diante deste cenário desfavorável, o governo federal foi compelido a utilizar recursos do Tesouro Nacional para mitigar os impactos negativos para as distribuidoras. A transferência de recursos foi realizada por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, diretamente para as distribuidoras. Os recursos deverão ser ressarcidos pelas distribuidoras ao Tesouro Nacional em um prazo de 5 anos, com atualização pelo IPCA e direito a cobertura tarifária.

Os demais agentes do mercado não tiveram acesso a este recurso do Tesouro Nacional, visto que a elevação do valor do PLD é um risco intrínseco a comercialização da energia elétrica no mercado de curto prazo. Nesse sentido, as usinas da Neoenergia também foram influenciadas.

Outra alteração regulatória foi a publicação da Portaria 455/12 pelo Ministério de Minas e Energia – MME. A referida Portaria altera a sistemática de registro de contratos de compra e venda de energia, que deixa de ser realizada após o

fechamento do mês em curso (ex-post) e passa a ser realizada ao final de cada semana de negociação (ex-ante). Os agentes do mercado, especialmente os comercializadores de energia, se assustaram com as mudanças não previstas.

As alterações trazidas pela Portaria MME 455/12 tem influência direta sobre a forma como os negócios de compra e venda de energia são firmados entre os agentes. Pode, inclusive, inviabilizar a execução de contratos já firmados antes da publicação da referida Portaria.

O MME já adiou por duas vezes o início da sistemática de registro de contratos semanal, a pedido dos agentes. A ANEEL também conferiu algumas flexibilidades quando da publicação das regras de comercialização que tratam sobre a matéria, mas os agentes ainda demonstram insatisfação com as novas regras.

A Portaria MME 455/12 possui pouca influência sobre a forma de comercialização da energia produzida pelos empreendimentos de geração do grupo Neoenergia. Estes empreendimentos possuem contratos firmados na modalidade bilateral ou por meio de CCEARs, onde o registro do contrato já foi estabelecido por todo o seu prazo de vigência.

Para as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, uma questão importante, foi a aprovação, através da publicação das Resoluções nº 490/12 e 553/13, que aprovaram, pela ANEEL, os Submódulos 9.2 e 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, respectivamente, o quais definem a metodologia e os critérios gerais aplicáveis ao processo de revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

4.2. DISTRIBUIÇÃO

4.2.1. REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

Conforme citado no item 4.1 em 2013 tivemos a regulamentação do Decreto nº 7805/2012 e a Medida Provisória nº 579/2012, que dispôs sobre a desoneração dos encargos setoriais e a renovação das concessões vincendas de geração, transmissão e distribuição. Essas medidas definiram a data limite de 05 de fevereiro de 2013 para realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. A revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média para os consumidores de -20,03% nas tarifas da COELBA, -18,54% nas tarifas da CELPE e -18,73% nas tarifas da COSERN.

Em 24 de Janeiro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 605/2013 que atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Na mesma data foi publicado o Decreto nº 7.891/2013 estabelecendo que os descontos custeados pela CDE fossem retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária. Ao longo de 2013, as Distribuidoras do Grupo Neoenergia receberam recursos da CDE para custear os descontos concedidos, sendo que a COELBA recebeu R$ 142,9 milhões, a CELPE recebeu R$ 64,6 milhões e a COSERN recebeu R$ 44,8 milhões.

Em 07 de março de 2013, foi publicado o Decreto nº 7.945/2013 estabelecendo que poderiam ser repassados recursos da CDE para (i) neutralizar a exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física; (ii) neutralizar a exposição das concessionárias ao mercado de curto prazo em função da frustração da alocação das cotas de garantia física das usinas renovadas, relativa a não adesão em conjunto com a não realização do leilão para recontratação do montante de reposição de 2013; e (iii) cobrir os custos com o ESS - encargo de serviços de sistemas adicionais de despacho térmico em razão de segurança energética. Em relação a esses itens, foram repassados recursos da CDE referente ao período de jan/13 a dez/13 à COELBA no valor de R$ 275,3 milhões, para a CELPE no valor de R$ 192 milhões e para a COSERN no valor de R$ 89 milhões.

4.2.2. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para nossas três distribuidoras a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos

percebidos a partir de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária das empresas, conforme previsto no contrato de concessão.

A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), que no 2º ciclo de revisões foi de 9,95% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,50% (após impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL, fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício fiscal, estabelecido em lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatura benefício fixado em lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, obtendo liminar em junho de 2012 junto à justiça federal, mantendo o benefício e em março de 2013, julgamento de mérito favorável na Justiça Federal em primeira instância.

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais foi utilizada uma nova metodologia, baseada em benchmarking e na análise da eficiência média setorial, sendo reconhecida nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X foi calculado considerando a produtividade; a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de Produtividade para a COELBA, de 0,84%, para a CELPE de 1,27% e para a COSERN de 0,89% foi estabelecido por benchmarking sendo analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. Conforme metodologia, o valor do componente T de trajetória é limitado a +/- 2,0% (mais ou menos dois por cento). O Componente Trajetória da COELBA foi calculado em 2,00%, da CELPE de 0,51% e da COSERN de 1,25%, baseado na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade do fornecimento da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias.

Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para modicidade tarifária. Especificamente para as receitas com ultrapassagem de demanda e excedente reativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, objeto de questionamento judicial pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, ainda em andamento.

Para perdas de receitas irrecuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo, com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Os índices definidos para as Distribuidoras do Grupo Neoenergia sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas irrecuperáveis foram: para a COELBA 0,97%, para a CELPE 0,98% e para a COSERN 0,87%.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica da COELBA foi definida em 6,16% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto as perdas técnicas em 9,49% sobre a energia injetada, não tendo havido definição de trajetória de redução para o ciclo tarifário. Na CELPE a perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1. NA COSERN a perda não técnica foi definida em 4,28% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,75%.

Ao fim do processo a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1511, de 16 de abril de 2013, aprovou o índice médio da 3ª revisão tarifária da COELBA em -6,06%, sendo -5,91% relativo à parcela econômica e -0,15% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de -7,92%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de -9,90%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de -4,03%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 22 de abril de 2013.

Na COSERN foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1512, de 16 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da COSERN em 3,86%, sendo 4,11% relativo à parcela econômica e -0,25% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 4,91%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 3,84%. Já os consumidores industriais e

comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 7,33%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 22 de abril de 2013.

Na CELPE foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1519, de 23 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da CELPE em 1,32%, sendo 1,60% relativo à parcela econômica e -0,28% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 1,32%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 1,97%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 0,19%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 29 de abril de 2013.

4.2.3. MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA E BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, criou a "tarifa branca" para os consumidores de baixa tensão, que terá três postos: ponta, fora de ponta e intermediário. A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. O consumidor, porém, terá a opção de adotar ou não a cobrança diferenciada, que será baseada nos horários de pico da área de concessão de cada distribuidora, e caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível. Apesar desta estrutura tarifária já estar em vigor, na prática a opção por essa tarifa depende da padronização, pelo INMETRO, dos medidores a serem utilizados.

Haverá, ainda, as chamadas "bandeiras tarifárias", que poderão mudar todo mês, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS). Haverá as bandeiras verde, amarela e vermelha, refletindo melhor os custos de geração. Conforme Resolução Normativa nº 593/2013, publicada em 30/12/2013, o ano teste iniciado em 1º de junho de 2013 foi prorrogado para até dezembro de 2014, enquanto que o início de aplicação foi adiado para 01 de janeiro de 2015. Durante o ano de 2014, as distribuidoras deverão continuar divulgando nas contas de energia qual bandeira estaria sendo aplicada e suas consequências na fatura. A agência divulga mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento. Atualmente, para o consumo de 100 kWh, a bandeira vermelha teria um acréscimo de R$ 3,00, a amarela de R$ 1,50 e para a verde não haveria nenhum valor adicional.

4.2.4. REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA E COMERCIAL

A ANEEL, por ocasião da revisão tarifária periódica, publicou as Resoluções Autorizativas n° 4.030, 4.037, 4.064 de 16 de abril de 2013 e de 23 de abril de 2013, que estabeleceu os novos limites dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) das Distribuidoras do Grupo Neoenergia para o período de 2014 a 2018. Também foi publicada a Resolução Normativa nº 574 que estabeleceu a metodologia e os limites para o indicador de atendimento comercial FER que será fiscalizado anualmente, além de estabelecer o indicador DER como monitoramento da qualidade do atendimento.

Em julho de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 563, a qual altera as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, definindo os critérios para os limites da universalização e estabelecendo a necessidade de envio de plano de universalização caso a distribuidora tenha justificativas técnicas e econômicas para mudança dos prazos, e, retificou que os atendimentos, no âmbito das distribuidoras ou municípios universalizados, devem seguir os prazos da Resolução Normativa no 414/2010.

Em novembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 581, a qual estabeleceu os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e fornecimento de energia elétrica. Esta resolução ampliou o rol de atividades permitidas e a utilização de estruturas já existentes, por exemplo, elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de subestações e redes de distribuição e transmissão, além dos serviços de consultoria e eficientização energética.

Ainda em 2013, a ANEEL publicou o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE e para validação do cálculo da Diferença Mensal de Receita – DMR. Surgiram modificações no atendimento e cadastro, com o aumento de informações solicitadas aos consumidores.

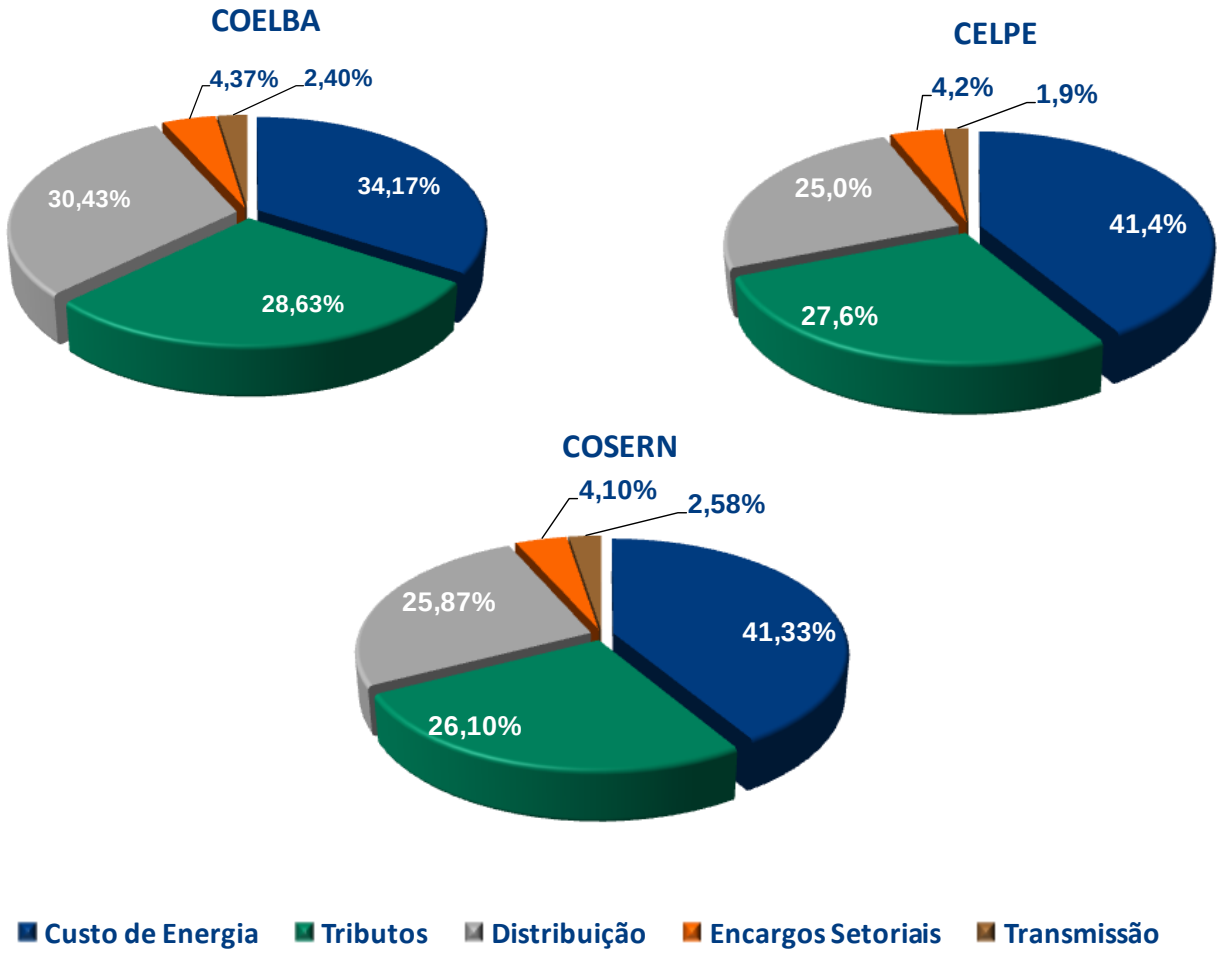
A Resolução Normativa nº 516, da ANEEL, que entrou em vigor em 1º de maio de 2013, aprimorou a regulamentação que trata do atendimento telefônico disposta na Resolução Normativa no 414/2010, mais especificamente, alterando a metodologia de cálculo dos indicadores do teleatendimento, resumindo, assim, as principais regulamentações no âmbito técnico e comercial em 2013.

4.2.5. TARIFA MÉDIA

A tabela abaixo apresenta a tarifa média de fornecimento em R$/MWh praticada nas distribuidoras do Grupo Neoenergia. Após a tabela é possível visualizar, através dos gráficos, a porcentagem que cada segmento da cadeia produtiva representa na tarifa média.

Tarifa Média de Fornecimento em R$/MWh			
Classe	**COELBA**	**CELPE**	**COSERN**
Residencial	389,57	346,91	365,35
Industrial	266,54	329,97	284,23
Comercial	426,44	395,18	390,78
Rural	182,21	199,49	195,17
Poder público	342,88	369,70	364,99
Outros	202,99	225,38	246,95

Nota: Os impostos considerados na tarifa foram o ICMS, PIS e COFINS



4.2.6. OUVIDORIA

A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para registrar e dar tratamento às Sugestões, Elogios e Reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é resgatar a satisfação do cliente.

Em 2013, a Ouvidoria da COELBA recebeu 39.791 manifestações das quais 3,8% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: Urgência/Emergência, Prazo e Apresentação e Entrega de Faturas com 22,4%, 21,2% e 18,1% do total de reclamações procedentes, respectivamente.

A Celpe recebeu 63.517 manifestações em 2013, das quais 9,45% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: interrupção de energia com 63% de procedência, ligação nova com 70% de procedência e religação também com 70% de procedência.

Na Cosern foram realizadas 28.537 manifestações das quais 3,52% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: Consumo, Irregularidade e Ligação nova com 33%, 27% e 15% do total de reclamações procedentes, respectivamente.

5. DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIOS

5.1. DISTRIBUIÇÃO

O Grupo NEOENERGIA atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas COELBA no Estado da Bahia, a CELPE no Estado de Pernambuco e a COSERN no Estado do Rio Grande do Norte.

COELBA

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e aos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianápolis no Estado de Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², outorgado pelo Decreto de 6 de agosto de 1997 e regulado pelo Contrato de Concessão n° 010, firmado em 08 de agosto de 1997 e aditivos, com vigência de 30 anos, até 7 de agosto de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

CELPE

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, no Distrito Estadual de Fernando de Noronha e no município de Pedra de Fogo, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98,5 mil Km², regulado pelo Contrato de Concessão n° 26, firmado em 30 de março de 2000, com vigência até 30 de março de 2030. Pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado de Pernambuco, desde 2002.

COSERN

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 167 dos municípios do Estado do Rio Grande do Norte, abrangendo uma área de 53 mil Km², outorgada pelo Decreto de 30 de dezembro de 1997 e regulada pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº. 08, firmado em 31 de dezembro de 1997 com vigência até 31 de dezembro de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado do Rio Grande do Norte, desde 2003.

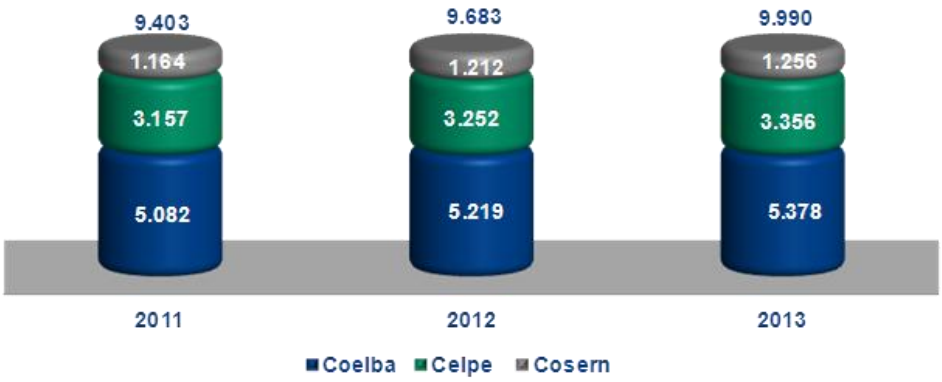
Indicadores Operacionais	COELBA			CELPE			COSERN		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Número de Empregados	2.533	2.516	2.489	1.661	1.694	1.656	725	737	737
Número de Clientes por Empregado	2.006	2.074	2.161	1.900	1.920	2.015	1.065	1.645	1.645
Vendas por Clientes (MWh)	2,96	2,82	2,91	3,24	3,09	3,20	3,39	3,44	3,52
Vendas por Empregado (GWh)	5,94	5,85	6,28	6,13	5,93	6,44	5,00	6,00	6,00
Clientes por Km^2	9,00	9,26	9,50	32,02	33,00	33,85	22,00	23,00	23,00

5.1.1. NÚMERO DE CONSUMIDORES ATIVOS

Em 2013, o Grupo Neoenergia alcançou o patamar de 9,9 milhões de consumidores ativos nas distribuidoras, obtendo crescimento de 3,2%, representando incremento de 306 mil novos clientes, em relação ao ano anterior.
O crescimento apresentado em relação a 2012 foi impulsionado, principalmente, pelo aumento de 264 mil (3,1%) novos clientes na classe residencial (convencional e baixa renda), que representa 87,8% do total de consumidores do grupo e responsável por 45,2% da receita de fornecimento de energia do mercado cativo em 2013.

Os consumidores residenciais representaram 87,8% do total, tendo 3.725.604 contratos sido faturados como consumidores baixa renda (42,7% dos contratos residenciais).

Número de Consumidores – Mil



5.1.1.1. *NÚMERO DE CONSUMIDORES BAIXA RENDA*

A Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, as distribuidoras do Grupo Neoenergia tiveram redução significativa na base de clientes com o descadastramento de aproximadamente 2,037 milhões de clientes com tarifa social (subsidiada). Até dezembro de 2013 as distribuidoras do Grupo Neoenergia totalizaram 3,726 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

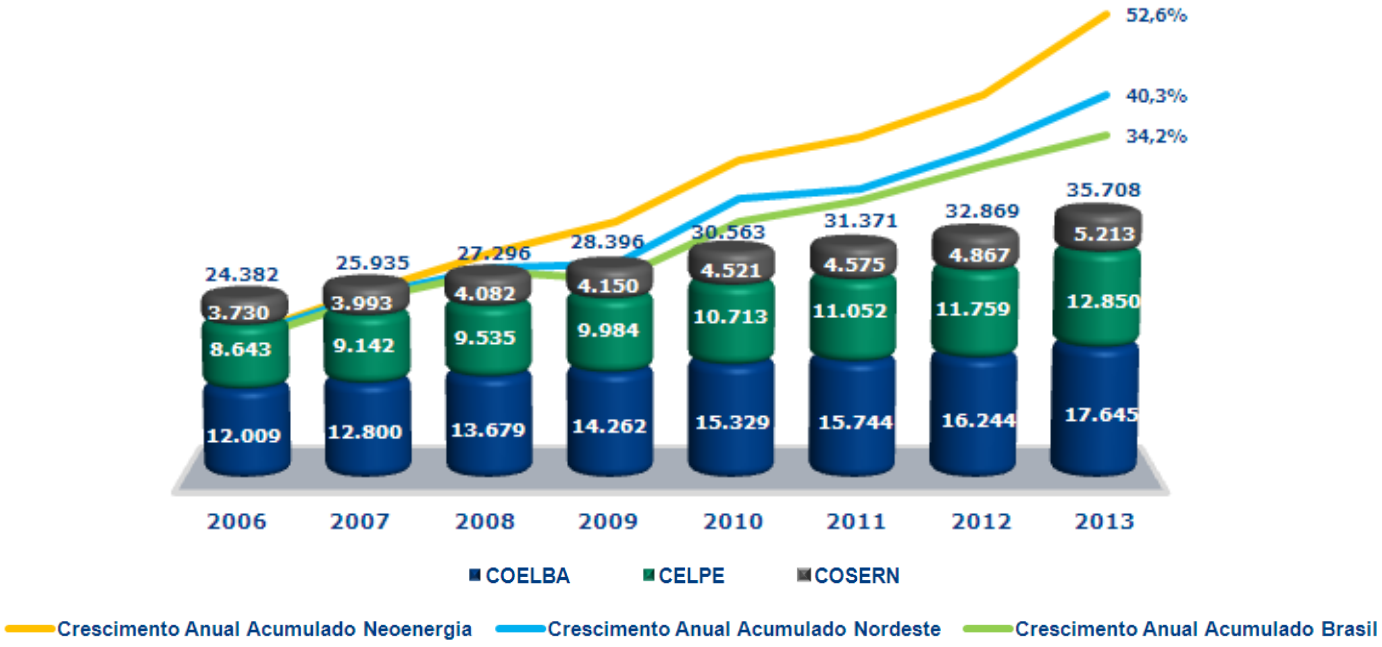
O quadro, a seguir, demonstra os efeitos apresentados em cada uma das distribuidoras em função da Lei nº 12.212/2010:

Empresa	Quantidade de Cliente Baixa Renda					
	Antes da Perda Jul/10	Perdas	Saldo após Perdas Dez/11	Saldo - Dez/12	Cadastro até Dez/13	Saldo - Dez/13
COELBA	2.596.124	1.162.787	1.433.337	1.960.016	81.896	2.041.912
CELPE	1.591.383	721.545	869.838	1.256.651	40.240	1.296.891
COSERN	449.294	152.489	296.805	376.476	10.325	386.801
NEOENERGIA	**4.636.801**	**2.036.821**	**2.599.980**	**3.593.143**	**132.461**	**3.725.604**

Base: 31 de Dezembro de 2013

5.1.2. *ENERGIA DISTRIBUÍDA*

A energia distribuída é a soma do que vendemos para o mercado cativo mais o que é distribuído para o mercado livre, mais a energia entregue a outras concessionárias ou permissionárias de distribuição. Em 2013 o Grupo Neoenergia totalizou um volume de 35.708 GWh, que representou um crescimento de 8,6% em relação a 2012. O crescimento acumulado desde 2006 da energia distribuída no Grupo foi de 52,6%, o Nordeste e o Brasil apresentaram um crescimento acumulado no mesmo período de 40,3% e 34,2%.



5.1.3. *ENERGIA VENDIDA*

A energia vendida é a soma de tudo que vendemos para o mercado cativo nas distribuidoras do Grupo. Em 2013, as distribuidoras consolidadas apresentaram um crescimento na energia vendida de 6,1% em relação a 2012, equivalente a 1.761 GWh, influenciada pelo crescimento de 11,9% (1.327 GWh) na classe residencial, 6,0% (357 GWh) na classe comercial, além de 6,6% (455 GWh) nas demais classes. Na classe industrial apresentou redução de 7,7% (378 GWh).

Classe	2011			2012			2013			Variação 2013/2012 - %		
	Receita (R$	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R$	Cliente (mil)	Volume (GWh)	Receita (R$	Cliente (mil)	Volume (GWh)	Receita (R$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)
COELBA												
Residencial	2.389	4.477	5.356	2.716	4.600	5.493	2.388	4.745	6.131	-12,1%	3,2%	11,6%
Comercial	1.388	313	2.838	1.504	320	2.827	1.282	332	3.018	-14,8%	3,8%	6,8%
Industrial	1.051	21	3.570	928	20	2.814	676	19	2.585	-27,2%	-5,0%	-8,1%
Rural	244	200	1.137	304	206	1.351	263	208	1.470	-13,5%	1,0%	8,8%
Outras Classes	595	72	2.145	672	73	2.243	579	74	2.429	-13,8%	1,4%	8,3%
SUBTOTAL COELBA	**5.668**	**5.082**	**15.046**	**6.124**	**5.219**	**14.728**	**5.188**	**5.378**	**15.633**	**-15,3%**	**3,0%**	**6,1%**
CELPE												
Residencial	1.471	2.741	3.933	1.658	2.851	4.028	1.583	2.932	4.548	-4,5%	2,8%	12,9%
Comercial	909	198	2.097	1.018	201	2.208	915	203	2.308	-10,1%	1,0%	4,5%
Industrial	689	13	1.997	595	12	1.526	470	12	1.415	-21,0%	0,0%	-7,3%
Rural	132	174	557	147	156	644	133	156	665	-9,5%	0,0%	3,3%
Outras Classes	527	31	1.606	566	32	1.631	475	52	1.708	-16,2%	62,5%	4,7%
SUBTOTAL CELPE	**3.729**	**3.157**	**10.190**	**3.984**	**3.252**	**10.037**	**3.576**	**3.356**	**10.644**	**-10,2%**	**3,2%**	**6,0%**
COSERN												
Residencial	586	1.000	1.531	692	1.038	1.636	659	1.076	1.805	-4,8%	3,6%	10,3%
Comercial	356	76	851	409	78	897	374	82	963	-8,4%	4,7%	7,4%
Industrial	187	5	640	185	5	567	149	5	529	-19,4%	0,0%	-6,7%
Rural	61	63	297	87	70	407	80	72	420	-8,0%	2,9%	3,2%
Outras Classes	197	20	622	226	20	663	203	21	702	-10,4%	5,0%	5,9%
SUBTOTAL COSERN	**1.386**	**1.164**	**3.941**	**1.600**	**1.212**	**4.170**	**1.466**	**1.256**	**4.419**	**-8,4%**	**3,7%**	**6,0%**
CONSOLIDADO												
Residencial	4.446	8.218	10.820	5.067	8.489	11.157	4.630	8.753	12.484	-8,6%	3,1%	11,9%
Comercial	2.653	587	5.786	2.930	599	5.932	2.572	617	6.289	-12,2%	3,0%	6,0%
Industrial	1.927	39	6.207	1.708	37	4.907	1.295	36	4.529	-24,2%	-2,7%	-7,7%
Rural	437	437	1.991	538	432	2.402	476	436	2.555	-11,5%	0,9%	6,4%
Outras Classes	1.319	123	4.373	1.465	125	4.537	1.257	147	4.839	-14,2%	17,6%	6,7%
TOTAL	**10.783**	**9.403**	**29.177**	**11.708**	**9.683**	**28.935**	**10.230**	**9.990**	**30.696**	**-12,6%**	**3,2%**	**6,1%**

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

Coelba

- O consumo da classe residencial em 2013 foi 11,6% superior ao registrado em 2012. Este crescimento expressivo da classe residencial ficou bem acima dos últimos cinco anos, cuja média anual foi de 6,4%. Esta taxa significativa de crescimento do consumo pode ser explicada pelo próprio reaquecimento da economia, junto com novas medidas do Governo Federal de incentivo à compra de eletrodomésticos e ainda aliado à melhoria da renda.

- A variação do consumo da classe comercial cativa registrou crescimento de 6,8% em 2013, bem acima do ocorrido em anos anteriores, com a migração de dez consumidores ao longo do ano para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Já a classe comercial total (cativo + livre) cresceu em 2013, 9,0%. O desempenho extremamente positivo desta classe foi bem maior que o comércio varejista baiano, cujo volume de vendas ficou em 1,9% no ano (janeiro a outubro/13) e 2,7% em doze meses.

- A classe industrial cativa registrou decrescimento de 8,1% em 2013, devido principalmente, à migração de nove consumidores ao longo do ano para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A produção física industrial da Bahia apresentou avanço de 4,9% no ano (acumulado até out/13) e 6,4% em doze meses, tendo o consumo industrial total (cativo + livre), atendido pela COELBA, crescido em 2013, 4,5%.

- A classe rural apresentou crescimento de 8,9% em 2013, em relação a 2012. Durante todo o ano de 2012 até o mês de abri/13, as taxas acumuladas permaneceram sempre em patamares elevados, tendo em vista o uso mais intensivo dos equipamentos de irrigação, provocado pela estiagem que assolou todo o nordeste do Brasil. Já em 2013 o quadro se reverteu, com o Estado da Bahia registrando índices pluviométricos elevados de precipitação da ordem de 96 mm em 2013 contra 56 mm de 2012, justificando assim o uso menos intensivo de equipamentos para irrigação, tendo na região norte registros de índices médios de 23 mm em 2012 e 48 mm em 2013, e no oeste, 48 mm em 2012 contra 72 mm em 2013, principais regiões de irrigação do Estado.

Celpe

- A classe Residencial, que representa 42,76% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 12,9% em 2013, quando comparado ao ano anterior. O ótimo desempenho é função basicamente, da melhora na energia recuperada.

- O mercado cativo Industrial, que representa 13,30% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 7,3% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 8,68% no ano de 2013, influenciado pela entrada do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE.

- A classe Comercial, que detém 21,70% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 4,5% em relação a 2012. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 9,36% em relação ao ano anterior. O resultado foi impactado pela inauguração do Shopping Riomar em out/12.

- A classe Rural apresentou um crescimento de 3,3% ao longo do ano de 2013 quando comparado com o ano anterior. O moderado crescimento é justificado pela elevação do volume de chuvas ao longo do ano em comparação ao ano anterior que reduziu a necessidade de bombeamento de água para irrigação.

- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,7% em 2013 em relação ao mesmo período de 2012. As classes Poder Público e Iluminação Pública, que cresceram respectivamente 8,15% e 8,27% no ano, contribuíram positivamente para este resultado, em virtude da ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima e da melhoria no processo de energia recuperada. Já as classes Serviço Público e Consumo Próprio ficaram praticamente estáveis com crescimentos de -0,8% e 0,4%.

Cosern

- A classe Residencial, que representa 40,84% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 10,3% em 2013, quando comparado ao ano anterior. Este expressivo aumento é decorrente, em parte, do aumento do uso de aparelhos eletrodomésticos nas residências, sobretudo os de refrigeração e climatização.

- O mercado cativo Industrial, que representa 11,96% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 6,7% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 3,95% no ano de 2013.

- A classe Comercial, que detém 21,80% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 7,4% em relação a 2012. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 8,22% em relação ao ano anterior. O resultado foi impactado pelas ampliações em shopping centers da cidade.

- A classe Rural, cuja participação no mercado cativo é de 9,51%, apresentou um crescimento de 3,2% ao longo do ano de 2013 quando comparado com o ano anterior. O moderado crescimento é justificado pelo agravamento da seca no interior do estado, a qual reduziu severamente o nível dos reservatórios d'água, impossibilitando sua utilização para bombeamento e irrigação das lavouras.

- As outras classes, que representam 15,89% do mercado cativo, apresentaram um crescimento de 5,9% em 2013 em relação ao mesmo período de 2012. O destaque ficou por conta da classe Poder Público, que apresentou crescimento de 13,76%, em função do faturamento de energia, de exercícios anteriores da Universidade Federal, a qual apresentara problemas no sistema de medição.

5.1.4. BALANÇO ENERGÉTICO

Em 2013 a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou crescimento de 6,6% equivalente a 2.603 GWh em relação a ao ano de 2012.

BALANÇO ENERGÉTICO CONSOLIDADO -2013

LEGENDA
2013
2012

CONTRATOS	%
36.658	87,34%
36.564	92,87%

GERAÇÃO PRÓPRIA	%
16	0,04%
15	0,04%

PERDAS REDE BÁSICA	%
(708)	-1,69%
(726)	-1,84%

MERCADO LIVRE	%
4.826	11,50%
3.767	9,57%

INTERCÂMBIO	%
177	0,42%
167	0,42%

SOBRAS	%
680	1,62%
(653)	-1,66%

DÉFICITS	%
325	0,77%
238	0,60%

INJETADA
41.974
39.372

6,61%
2.602

28,1%
1.059

INJETADA
41.974
39.372

MERCADO PROPRIO	%
30.726	73,20%
28.937	73,50%

MERCADO LIVRE	%
4.826	11,50%
3.767	9,57%

PERDA DISTRIBUIÇÃO	%
6.245	14,88%
6.501	16,51%

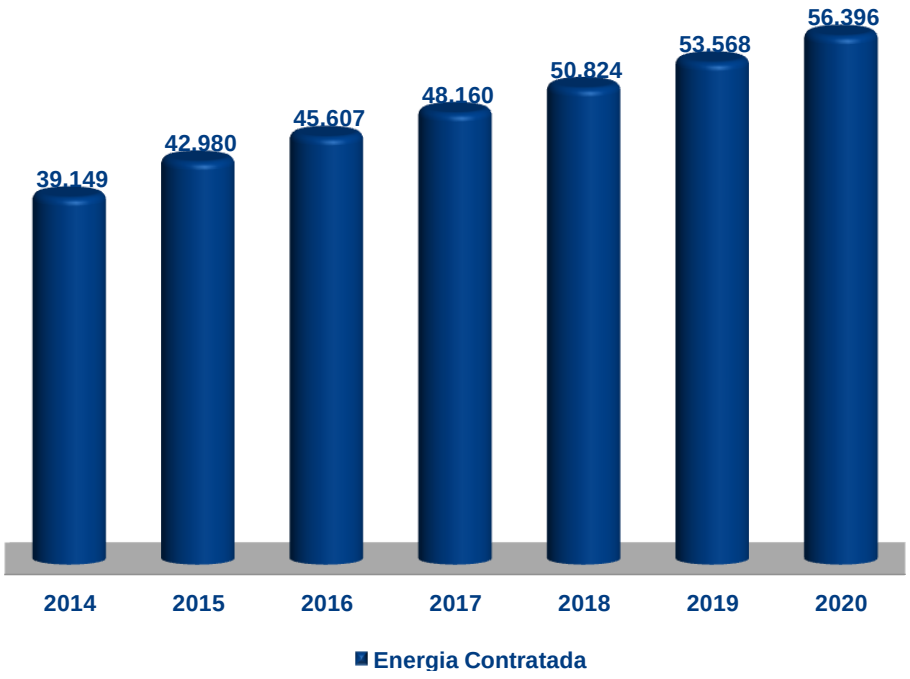
INTERCÂMBIO	%
177	0,42%
167	0,42%

A energia injetada atingiu o patamar de 41.974 GWh em 2013. Do total da energia injetada, 87,3% (36.658 GWh) foi destinado ao consumo do mercado regulado, 11,5% (4.826 GWh) para o consumo do mercado livre. As perdas na energia injetada representaram -1,69% (708 GWh).

O mercado livre apresentou aumento expressivo de 28,1% (1.059 Wh) em relação a 2012. Esse crescimento é decorrente principalmente da forte migração de consumidores do ambiente regulado para a contratação livre.

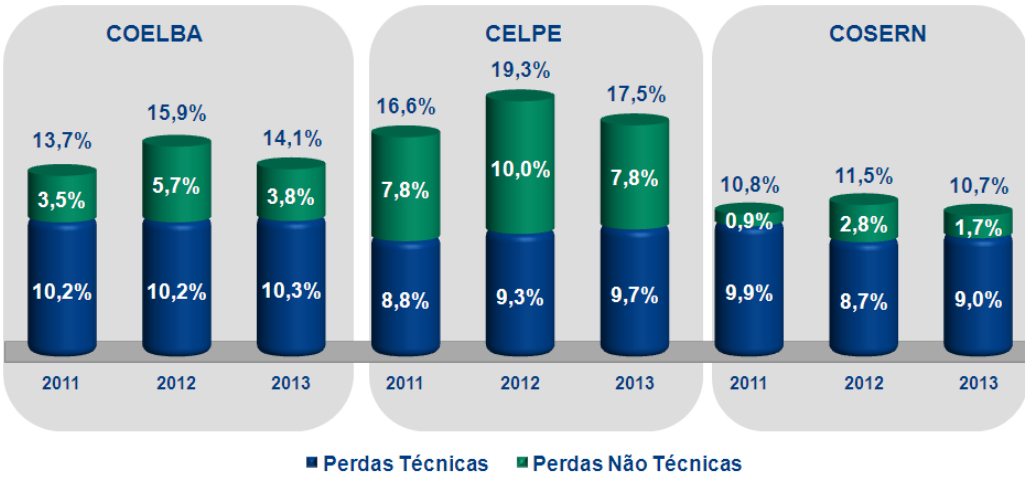
5.1.5. *Energia Contratada*

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o período de 2014 a 2020 para o mercado das Distribuidoras do Grupo Neoenergia em 31/12/2013 baseada na expectativa de crescimento.



5.1.6. *Índice de Perdas*

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, decorrentes das irregularidades no cadastro de consumidores, medição e instalações de consumo.

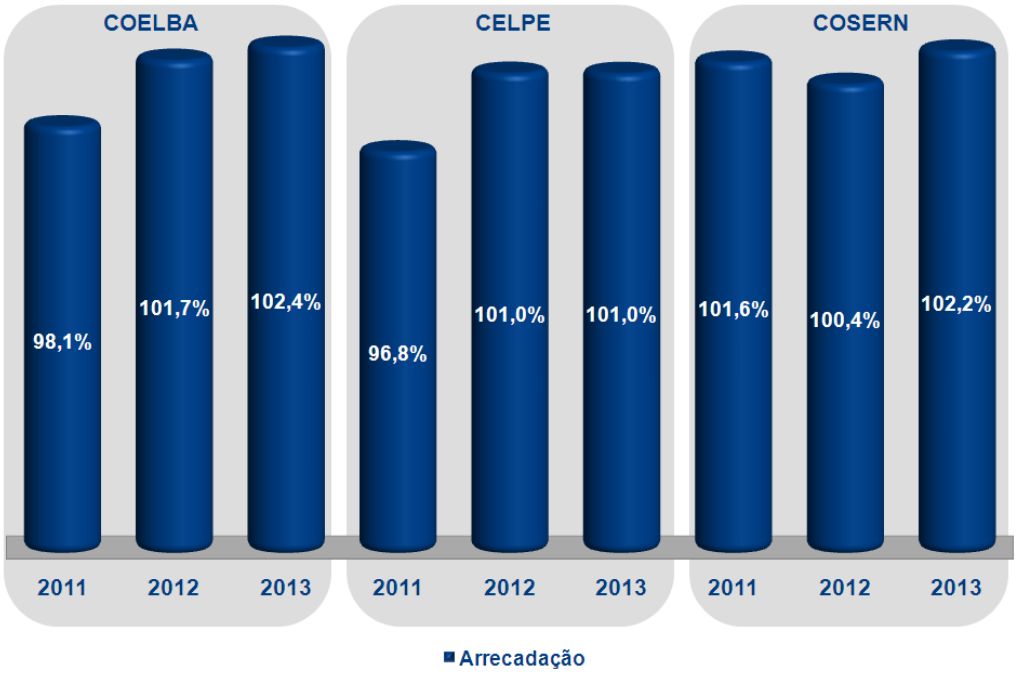


No ano de 2013, as distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentaram uma diminuição no Índice de Perdas Globais em relação ao ano de 2012. As distribuidoras atuam fortemente no combate às perdas e ao longo do ano investiram cerca de R$ 129 milhões. As principais ações desenvolvidas foram:

- Realização de 327 mil inspeções e recuperação de 250 GWh de energia;
- Regularização de 34 mil consumidores clandestinos com rede (financiamento de padrão), contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto-religados, além da recuperação de créditos;
- Substituição de equipamentos de medição, com equipes de inspeção e de enlace;
- Melhoria da Gestão do Processo de Faturamento;
- Operação de blindagem de unidades com consumo relevante (clientes com medição em alta tensão ou com medição indireta) e unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes; e
- Monitoramento e telemedição de unidades consumidora.

5.1.7. ARRECADAÇÃO

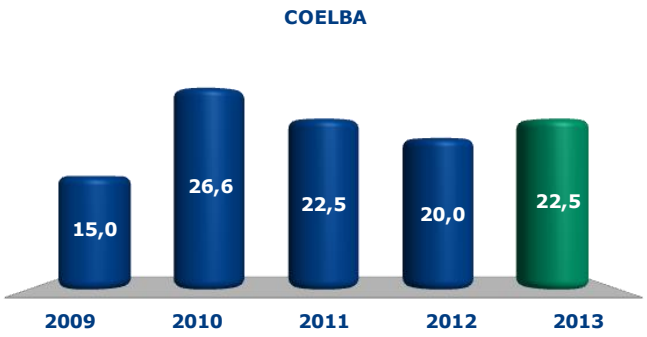
O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. O índice acima de 100% representa a recuperação de clientes em débito com a distribuidora.

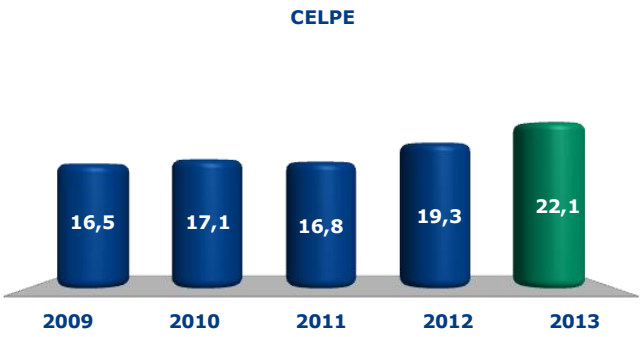


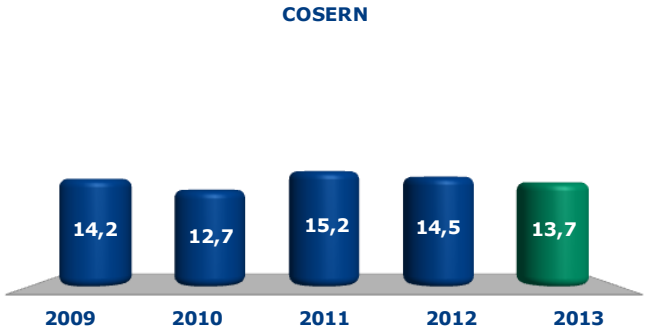
5.1.8. INDICADORES DE QUALIDADE

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

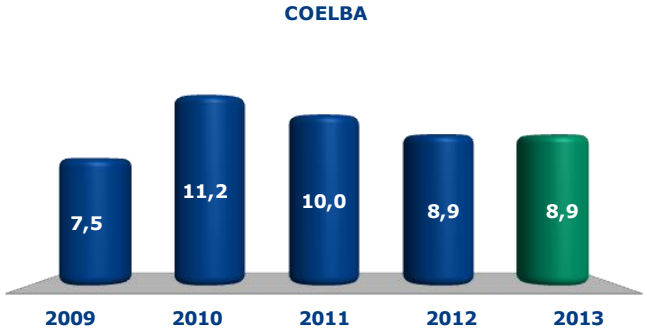
Em 2013 a Coelba, Celpe e Cosern registraram para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valores iguais a 22,52, 22,05 e 13,74 horas respectivamente. Estes valores tiveram uma variação de 12,2%, 14,2% e -5,1% em relação a 2012.

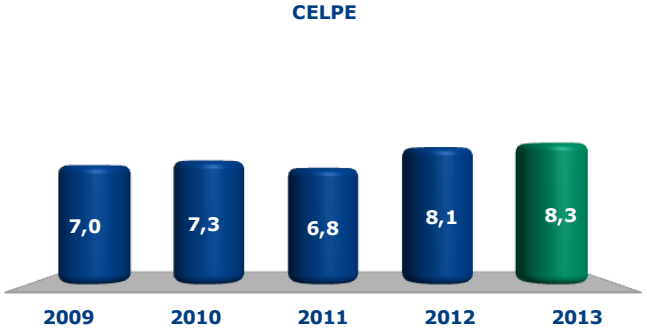


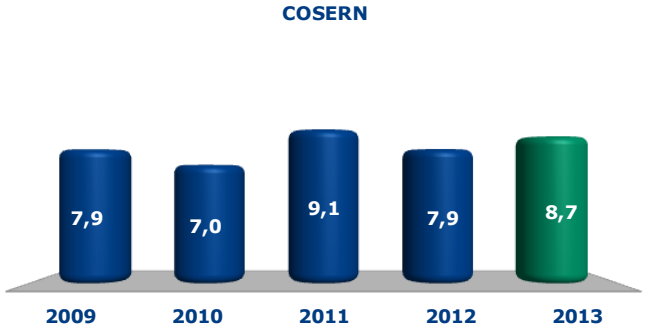




O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) registraram valores iguais a 8,86, 8,31 e 8,66 interrupções respectivamente na COELBA, CELPE e COSERN em 2013. Estes valores tiveram uma variação de -0,1%, 3,2% e 9,5% em relação a 2012.







5.1.9. ATENDIMENTO AOS CLIENTES

Procurando estar sempre ao lado do cliente, as distribuidoras do Grupo Neoenergia mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como:

- Agências – As três distribuidoras dispõem de uma rede de atendimento com 119 agências, sendo 46 da COELBA, 52 da CELPE e 21 da COSERN. Cabe também ressaltar a iniciativa das agências móveis que levam os diversos serviços oferecidos pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia até os bairros, hoje contamos com 20 agências deste tipo, onde 15 são da COELBA e 05 da CELPE.

- Teleatendimento – As centrais de teleatendimento da COELBA, CELPE e COSERN são um importante meio de comunicação com os clientes e registraram em 2013 mais de 5,5, 4,5 e 2,3 milhões de chamadas respectivamente. Em 2013 uma reestruturação nas áreas comerciais das Distribuidoras da Neoenergia unificou a gestão do tele atendimento da COSERN, CELPE e COELBA, alinhando as ações e otimizando sua gestão.

- "Site" – Os sites da COELBA, CELPE e COSERN foram completamente reformulados e modernizados, possibilitando ao cliente maior facilidade de acesso ao portal, ampliação do portfólio de serviços oferecidos. Foram registrados mais de 23,3 milhões de acessos no total. Dentro dos serviços oferecidos citamos o certificado de quitação de débitos, a reclamação de falta de energia, a solicitação de ligação nova, a troca de titularidade e consulta sobre o estágio das obras do Programa Luz para Todos.

- Serviço gratuito de SMS para registro de falta de energia – Este serviço tem como finalidade facilitar o acesso do cliente para o registro da ocorrência de falta de energia, possibilitando o envio e recebimento do protocolo de sua reclamação, de forma ágil e confiável. Em 2013 registramos uma média mensal de 18.995 para COELBA e 2.282 para CELPE registros, consolidando a utilização desta ferramenta de atendimento. Na COSERN este serviço foi implementado neste ano para promover eficiência e agilidade na comunicação de falta de energia.

O resultado da eficiência desta estrutura de serviços pode ser visualizado através do indicador de qualidade do atendimento estabelecido pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 574, a FER – Frequência Equivalente de Reclamação, que, basicamente, mede o número de reclamações procedentes para cada grupo de 1.000 consumidores, o FER para COELBA, estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013, foi de 15, enquanto que o alcançado foi de 7,77, representando um resultado 48,20% menor do que a meta estabelecida. Na CELPE o FER estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013 foi de 39 e o alcançado foi de 10,34, representando um resultado 73,5% menor que a meta estabelecida. E na COSERN o FER estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013 foi de 35 e o alcançado foi de 11,14, representando um resultado 68,17% menor que a meta estabelecida.

Outro importante indicador de qualidade dos serviços das distribuidoras é o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP) que é avaliado pela ABRADEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes. Em 2013, o ISQP da COELBA, CELPE e COSERN alcançaram 77,8%, 76,9% e 80,6%. Estes resultados apresentaram uma melhora de 1,8, 0,2 e 4 pontos percentuais em relação a 2012.

5.1.10. *PROGRAMA LUZ PARA TODOS*

O Programa Luz para Todos – PLPT foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público e foi prorrogado até o ano de 2014, com a publicação do Decreto nº 7.520, de 11 de julho de 2011.

Até 2013 os investimentos no Programa Luz para Todos realizados pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia alcançaram R$ 4,06 bilhões e contou com a participação financeira das Distribuidoras, Governo Federal e Governo Estadual. Deste total, a COELBA, CELPE e COSERN investiram respectivamente R$ 3,5 bilhões, R$ 372 milhões e R$ 187 milhões.

Através do Programa Luz para Todos, as distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram até 2013 cerca de 677.109 ligações que promoveram desenvolvimento econômico e melhoria na qualidade de vida das pessoas atendidas pelas

nossas distribuidoras. A COELBA, CELPE e COSERN alcançaram em 2013 a marca de 530.226, 94.074 e 52.809 ligações.

Em decorrência do crescimento vegetativo da população e da migração para área rural, a CELPE e COSERN assinaram, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 8.957 novos consumidores na CELPE e 4.845 na COSERN até dezembro de 2014, com um investimento total de R$ 72 milhões e R$ 44 milhões respectivamente que contará com a participação financeira da Companhia e do Governo Federal.

5.2. GERAÇÃO

O Grupo Neoenergia atua no segmento de geração por meio de vinte e sete usinas geradoras, sendo onze hidrelétricas, uma termelétrica, dez parques eólicos e cinco usinas de cogeração.

5.2.1. Usinas em Operação

Itapebi

A Itapebi foi constituída em fevereiro de 1998 com o objetivo de construir e operar a UHE Itapebi, localizada no Rio Jequitinhonha, município de Itapebi, nas divisas dos estados da Bahia e Minas Gerais. Em maio de 1999, a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do Contrato de Concessão, outorgou à Companhia o direito de exploração do potencial de energia hidráulica.

Em fevereiro de 2003, a Usina entrou em operação, com três unidades geradoras e atualmente a capacidade instalada é de 462,011 MW, conforme Despacho Aneel nº 3.095 de 04 de outubro de 2012. A Companhia possui contrato de compra e venda de energia elétrica até o exercício de 2017 com a Coelba, para o fornecimento de volumes anuais de energia de 1.877.268 MWh/ano.

No ano de 2013, foi gerado o montante de 754.256,88 MWh (88,19 MW médios) o qual representa 40,18% da garantia física. O reduzido valor de energia gerada em 2013 tem como motivo os baixos índices de chuvas registrados nas regiões norte de Minas e sul da Bahia. A diferença entre a energia assegurada e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade em 2013 da Usina em 2013 foi de 95,71% e o índice de confiabilidade foi de 99,91%.

A partir de junho a Usina de Itapebi passou a ser telecontrolada pelo COS RJ conforme Plano de Integração da Operação dos empreendimentos de Geração e Transmissão do Grupo Neoenergia.

Em dezembro, a o BB Carteira Livre transferiu suas ações para a PREVI e no mesmo mês, foi iniciado o processo de venda da participação da PREVI, BB BI e Iberdrola para a Termopernambuco, que foi finalizado em fevereiro de 2014. Atualmente, a base acionária da Companhia é composta pela Neoenergia S.A. (42,0%) e Termopernambuco S/A (58%), conforme anuência da Aneel em 19 de novembro de 2013.

Termopernambuco

A Usina Termelétrica Termopernambuco, com 100% de participação da Neoenergia, localizada no Complexo Industrial e Portuário de Governador Eraldo Gueiros (SUAPE), no município de Ipojuca, estado de Pernambuco, iniciou sua operação em 15 de maio de 2004.

A UTE Termopernambuco trabalha com a tecnologia de ciclo combinado de modo a obter um melhor rendimento na sua produção e, em paralelo, minimizar o impacto no meio ambiente. A usina é constituída por 2 grupos geradores movidos a gás natural, acoplados a 2 caldeiras de recuperação de calor, que produzem o vapor utilizado para mover o grupo gerador a vapor, além dos sistemas auxiliares. Esse conjunto formado pelas três turbinas é capaz de gerar uma potência elétrica de 532 MW médios.

Durante o ano 2013, a Usina esteve despachada pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. A geração bruta de 3.550 GWh em 2013 foi a maior de sua história, correspondendo a um aumento de 30% em relação à geração do ano de 2012.

No mês de abril foi realizada a parada programada para a inspeção de partes quentes (HPGI) da turbina a gás TG-1 e a manutenção menor (*Minor Inspection*) da turbina a vapor, conforme previsto nos planos de manutenção desses equipamentos. Durante essa parada foram também implantadas melhorias, como a modernização do sistema do sistema de regulação da temperatura dos by-passes de vapor e a substituição de radiadores dos transformadores principais.

Afluente G

A Afluente G é proprietária das UHEs Alto Fêmeas e Presidente Goulart, no estado da Bahia. A UHE Alto Fêmeas, localizada no Rio das Fêmeas, no município de São Desidério, gera energia elétrica por meio de três unidades geradoras com capacidade nominal total de 10,65 MW e 8,55 MW médios de garantia física e a UHE Presidente Goulart, localizada no Rio Corrente, no município de Correntina, gera energia elétrica por meio de duas unidades geradoras com capacidade nominal total de 8 MW e 7,20 MW médios de garantia física.

Em 2013, o desempenho operacional das usinas da Afluente G foi prejudicado pela baixa afluência do Rio Correntina decorrente da estiagem registrada no referido ano.

Este ano, a UHE Presidente Goulart apresentou índices de disponibilidade e confiabilidade de 88,37% e 99,93 %, respectivamente. A geração de energia totalizou 43.793,42 MWh, que corresponde a 69,43% da energia assegurada. Essa baixa geração foi provocada pela baixa afluência do Rio Correntina. Não foram registradas ocorrências relevantes nos equipamentos (paradas forçadas), ratificado no alto índice de confiabilidade da planta.

A UHE Alto Fêmeas obteve durante o ano um índice de disponibilidade de 92,61% e confiabilidade de 99,39%, com uma geração total de 73.389,20 MWh, o que correspondeu a 97,99% da energia assegurada. A geração media do ano fechou em 8,38MW, um pouco abaixo da energia assegurada da usina que é de 8,55MW.

Em 2013, as UHEs Presidente Goulart e Alto Fêmeas concluíram um processo de modernização, com reforma e automatização das 02 usinas. A automatização das instalações teve como objetivo aumentar as condições de segurança e desempenho dos equipamentos das plantas e viabilizar a operação remota destas usinas a partir do Centro de Operações-COS da Neoenergia. Para execução do projeto a Afluente G investiu R$ 6,5 milhões com previsão de redução de despesas com custos de operação de R$ 500 mil anuais. A previsão é de que a operação das unidades geradoras das UHEs Correntina e Alto Fêmeas seja transferida para o COS do Rio de Janeiro em 2014.

A AFLUENTE G possui um contrato de compra e venda de energia elétrica com a COELBA, vigente até o ano de 2027.

Rio PCH I

A Rio PCH I é responsável pela operação das Pequenas Centrais Elétricas (PCH's) de Pirapetinga e Pedra do Garrafão, ambas localizadas no Rio Itabapoana na divisa entre os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo com capacidade instalada de 20 MW e 19 MW respectivamente.

Em 2013 foi gerado o montante de 147.848,87 MWh, o qual representou 68,50% da garantia física. O fator de carga médio das Usinas foi de 42,80%, produzindo 16,87 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 95,39% e o índice de confiabilidade foi de 97,75%.

Goiás Sul

A Goiás Sul é constituída pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas de Nova Aurora e Goiandira, que possuem, respectivamente, 21 MW e 27 MW de capacidade instalada e estão localizadas no Rio Veríssimo, entre os municípios de Nova Aurora e Goiandira, estado de Goiás.

Em 2013 foi gerado o montante de 176.145,40 MWh, o qual representou 68,26% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 41,80%, produzindo 20,11 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 93,07% e o índice de confiabilidade foi de 98,29%.

Bahia PCH

A BAHIA PCH é responsável pela PCH SÍTIO GRANDE que está localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério, estado da Bahia, e possui potência instalada de 25 MW com garantia física de 19,6 MW médios.
Em 2013 foi gerado o montante de 138.022,83 MWh, o qual representou 80,28% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 63,13%, produzindo 15,75 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 84,60% e o índice de confiabilidade foi de 99,32%.

Corumbá III

A Corumbá III é uma Usina Hidroelétrica (UHE) instalada no rio Corumbá no estado de Goiás. A energia é gerada através de 2 unidades geradoras, com turbinas tipo Francis Vertical, de potências iguais, totalizando capacidade instalada de 96,5 MW.

Em 2013 foi gerado o montante de 423.967,37 MWh, o qual representou 95,09% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 50,36%, produzindo 48,40 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 95,85% e o índice de confiabilidade foi de 99,86%.

Baguari

A Baguari é uma Usina Hidroelétrica (UHE) instalada no rio Doce no estado de Minas Gerais. A energia é gerada através de 4 unidades geradoras, com turbinas tipo Bulbo, de potência iguais, totalizando capacidade instalada de 140 MW

Em 2013 foi gerado o montante de 541.568,95 MWh, o qual representou 77,08% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 44,23%, produzindo 61,82 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 97,95% e o índice de confiabilidade foi de 99,68%.

Dardanelos

A UHE DARDANELOS está localizada no Rio Aripuanã, município de Aripuanã, estado do Mato Grosso. A usina possui capacidade nominal de 261 MW

Em 2013 foi gerado o montante de 1.330.077,65 MWh, o qual representou 98,02% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 58,66%, produzindo 151,83 MW médios.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade da Usina em 2013 foi de 95,60% e o índice de confiabilidade foi de 99,14%.

Energyworks

A EnergyWorks é uma empresa 100% da Neoenergia que efetua o outsourcing de centrais de cogeração, realizando a concepção, o investimento, a operação e a manutenção, fornecendo energia elétrica, energia térmica e outras utilidades a clientes industriais através de contratos de longo prazo. Possui atualmente 5 centrais de cogeração em operação, que totalizam 83 MW de capacidade de geração de energia elétrica e 355 t/h de produção de vapor:

- A Central de cogeração de Pacatuba, CE, em operação desde 1998, fornece energia e vapor à fábrica da Heineken.

- A central de Cogeração EnergyWorks Brahma – RJ fornece vapor e energia para a fábrica da AmBev localizada em campo Grande no Rio de Janeiro, desde 1999. Em 2013 foi realizada a inspeção tipo “B” do turbogerador TG-001 manutenção preventiva programada em que são substituídas as palhetas de alta pressão (HP) da turbina a gás.

- As centrais de cogeração de Balsa Nova – PR e Mogi Guaçu – SP, em operação desde 2002 e 2003 respectivamente, fornecem vapor e energia para as fábricas da Ingredion Brasil – Ingredientes Industriais, localizadas nesses municípios.

- A Capuava Energy é uma empresa 100% da EnergyWorks e possui uma central de cogeração que fornece energia elétrica para a unidade de Santo André-SP da Braskem.

Em 20013 a EnergyWorks, incluindo a Capuava Energy, forneceu 527 GWh e 2.208.576 toneladas de vapor aos seus clientes, o que representou uma redução de cerca de 1% em relação ao ano de 2012.

Parques Eólicos

O Grupo Neoenergia, através de uma *Joint Venture* com a Iberdrola, arrematou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, 10 parques eólicos que juntos totalizam 288 MW de capacidade instalada e 124,6 MW médios de garantia física.

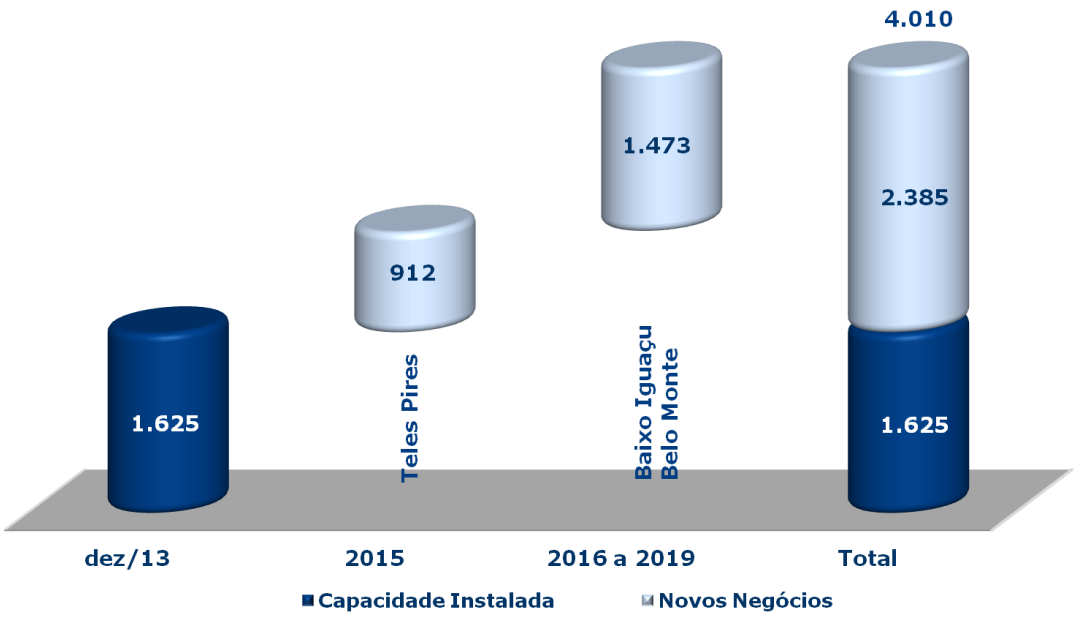
Os parques eólicos estão localizados na região Nordeste, sendo três no estado da Bahia (Caetité 1, Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2).

Os parques eólicos Arizona 1 e Mel 2 entraram em operação comercial em 01 de outubro e 19 de fevereiro de 2013, respectivamente. Os Parques Eólicos, Caetité 2 e Caetité 3 tiveram suas obras concluídas em março e estão “Aptos a Operação Comercial” desde 22 de março de 2013, por meio da publicação dos Despachos ANEEL nº 1573 e 1574. Em setembro os Parques Eólicos Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4 e Calango 5 tiveram suas obras concluídas e estão “Aptos a Operação Comercial” desde 01 de setembro de 2013 através dos Despachos ANEEL nº 3313, 3314, 3315, 3316, 3317. Estes sete empreendimentos não poderão iniciar o estado operacional imediato devido a atrasos na construção dos sistemas de transmissão. O parque Caetité 1, que teve sua energia comercializada no mercado livre, está com as suas obras finalizadas, impedido de operar em função deste atraso de conexão.

5.2.2. Novos Investimentos em Geração

O Grupo NEOENERGIA vem investindo bastante em geração nos últimos anos e pretende continuar investindo. O gráfico a seguir, demonstra que a expansão da capacidade instalada atingirá 4.010 MW até 2019, com base nos empreendimentos já conquistados.

Expansão da Capacidade Instalada



Nota: A capacidade instalada demonstrada acima é calculada com base na participação da NEOENERGIA e de seus sócios majoritários em cada projeto. Na capacidade em operação foram considerados os oito parques que estão aptos a operar e aguardando a conexão com o sistema.

UHE Teles Pires

Em 17 de dezembro de 2010, no leilão 04/2010 promovido pela ANEEL, a Neoenergia (50,1%) junto com seus sócios Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht Participações e Investimentos (0,9%) adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Teles Pires localizada no rio Teles Pires, situado entre as cidades de Paranaíta/MT e Jacareacanga/PA.

A Companhia Hidrelétrica Teles Pires é a responsável pela implantação da hidrelétrica que terá capacidade instalada de 1.820 MW, energia firme de 915,4 MW médios e previsão de entrada em operação em janeiro de 2015. Para financiar a construção do projeto, em Maio de 2012 realizou a emissão de debêntures no montante de R$ 650 MM e, em Setembro de 2012, firmou contratos de financiamento diretamente com o BNDES e através de repasse de seus recursos através do Banco do Brasil, no total de R$ 2.412 MM, do qual R$ 1.853,4 MM já foram liberados.

UHE Belo Monte

Em 20 de abril de 2010, no leilão 006/2009 promovido pela ANEEL, a empresa Norte Energia S.A adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte localizada no Rio Xingu, em Altamira no estado do Pará. A Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A.

A Usina terá capacidade instalada de 11.233 MW, energia firme de 4.571 MW médios e previsão de entrada em operação em 2015.

Em dezembro de 2012, a Norte Energia S.A contratou financiamento de longo prazo com o BNDES nas modalidades direta e indireta - através de repasse dos bancos BTG Pactual e Caixa Econômica Federal - no valor total R$ 22.500 MM, no qual foram liberados R$ 4.765 MM, liquidando os empréstimos-ponte realizados. No ano de 2013, foi liberado um montante total de R$ 4.588,36 MM.

UHE Baixo Iguaçu

Em setembro de 2008 a Neoenergia, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul, arrematou a concessão para construção e exploração da Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu no 7º Leilão de Energia Nova A-5 organizado pela ANEEL. A UHE será construída no Rio Iguaçu, estado do Paraná, e terá capacidade instalada de 350 MW e 172,8 MW médios de garantia física. A primeira usina geradora tem previsão de entrada em operação comercial em abril de 2016.

A UHE Baixo Iguaçu foi arrematada pela Neoenergia com preço ofertado de R$ 99,00/MWh, o que representou um deságio de 19,5% em relação ao preço de referência de R$ 123,00/MWh estipulado pela ANEEL para este leilão. A usina fornecerá 121 MW médios no mercado regulado e 47 MW médios serão comercializados no mercado livre.

5.3. COMERCIALIZAÇÃO

Em 2013 a NC Energia contratou operações na ordem de 670 MWméd, realizando vendas totais cerca de R$ 950,00 milhões. Enfrentou um significativo aumento no Custo dos Bens do Serviço em decorrência de alterações regulatórias que restringiram os direitos de sazonalização das garantias físicas das geradoras de energia incentivada, que provocaram a necessidade de compras adicionais dessa modalidade de energia com vistas a atender as exigências de lastro.

No âmbito da organização dos processos, a NC desenvolveu e implementou novas sistemáticas de avaliação do risco das operações, bem como deu continuidade ao projeto de integração automática do seu sistema comercial ao ERP corporativo, provido pela SAP.

5.4. TRANSMISSÃO

5.4.1. Em Operação

Afluente T

Com potência instalada de 600 MVA, a Afluente T é composta por ativos instalados nas Subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibá, Ford, Pólo e Camaçari II, além de 450 km de Linhas de Transmissão.

Em 31 de maio de 2011, foi emitida a Resolução Autorizativa 2.920 da ANEEL para remanejamento das Linhas de Transmissão Camaçari II/Pólo e Governador Mangabeira/Tomba, e as ações para execução das obras estão em andamento com previsão de conclusão em Abril/2014. Com o remanejamento da Linha Camaçari II/Pólo serão incorporados dois novos bays da Subestação Camaçari IV com previsão de entrada em Abril de 2014.

Em 2012, o Grupo Neoenergia venceu o leilão para ampliar a subestação Brumado II, pertencente à Afluente T. Apesar da subestação pertencer à Afluente T, os novos ativos serão construídos e operados pela Narandiba, outra empresa do Grupo Neoenergia. A unidade estará ligada ao sistema já operado pela Afluente T e sua operação comercial deve começar em 2014.

Em 2013 a Afluente T investiu na compra de equipamentos e ferramentas e materiais sobressalentes para a realização das atividades de manutenção de seus ativos. Em janeiro, A ANEEL solicitou a alteração do projeto e.a Instalação de três chaves seccionadoras nas estruturas físicas de 230kV da SE BRUMADO II, em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 443 de 26 de julho de 2011, o Volume I-A do Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica. E em março, foi

iniciada a operação dos ativos de transmissão da companhia pelo Centro de Operações da Neoenergia localizado no Rio de Janeiro.

Em 2013, a disponibilidade apresentada pela Afluente T foi de 99,08%, bem em linha com o desempenho realizado nos 3 últimos anos. Este indicador é importante, pois as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. A partir do tempo de indisponibilidade da Transmissora a ANEEL calcula a Parcela Variável, que é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão.

A Afluente T trabalha para que o transporte da energia elétrica ocorra de maneira eficiente e segura, oferecendo condições para que as concessionárias de distribuição atendam aos seus consumidores finais. A transmissão da energia é uma função estratégica para assegurar o abastecimento tanto no campo, quanto nos grandes centros urbanos.

SE Narandiba S.A.

A Subestação Narandiba, que atende à população de Salvador, entrou em operação em 2010 com potência instalada de 200MVA. Esse empreendimento foi concebido com equipamentos de última geração, que oferecem mais confiabilidade e segurança à operação, além de ocupar menos espaço. Sua construção teve baixo impacto ambiental e fez parte do Programa de Aceleração de Crescimento (PAC), do Governo Federal.

Através da Resolução Autorizativa nº 3.230, publicada no dia 15 de Dezembro de 2011, a SE NARANDIBA S.A foi autorizada a implantar reforços em nas instalações da Subestação Narandiba. Em 2013 foram realizados os reforços, conforme especificações a seguir:

1. Instalação de um módulo de conexão em 230 kV, isolado a SF6 (GIS), referente ao terceiro transformador trifásico 230/69kV, 100MVA;
2. Instalação do 3º transformador trifásico 230 230/69kV, 100MVA;
3. Instalação de módulo de conexão em 69kV, com isolação mista (GIS e AIS), referente ao terceiro transformador trifásico 230/69kV, 100MVA.

A obra de ampliação foi concluída em fevereiro de 2014.

5.4.2. NOVOS NEGÓCIOS

SE Extremoz II

Está em andamento a construção da Subestação Extremoz II, de 230/69 kV 2 x 150 MVA, no Rio Grande do Norte, que foi arrematada no lote G do Leilão de Transmissão nº 006/2011 realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 16/12/2011 na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&F Bovespa). O lance vencedor da empresa no valor de R$ 2.278.800,00 teve deságio de 43,53% sobre a Receita Anual Permitida (RAP) inicial de R$ 4.035.440,00.

Localizada no município de Extremoz, a cerca de 16 km de Natal, a subestação permitirá atender à crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal, capital do estado, bem como auxiliar no escoamento oriundo da expansão no parque eólico do Estado. O empreendimento prevê investimentos de R$ 22 milhões com modelo de contratação *turn key* com a parceira Toshiba.

A construção da subestação Extremoz II pela Narandiba S.A. irá proporcionar maior segurança e confiabilidade ao sistema na cidade de Natal, estado do Rio Grande do Norte. A construção deve gerar 237 empregos diretos e a entrada em operação comercial está prevista para abril de 2014.

O Projeto conta com financiamento na linha FINAME PSI, contratado junto ao BNDES, no montante de R$ 5.458 mil, já integralmente liberados.

SE Brumado II

A Neoenergia arrematou em junho de 2012, a concessão para Construção, Operação e a Manutenção da expansão da Subestação Brumado II localizada no estado da Bahia.

Será instalado um transformador de 100 MVA 230/138 kV e as Conexões de Unidades Transformadoras, Entradas de Linha, Interligações de Barras; barramentos, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

A subestação beneficiará a Região Sudoeste da Bahia, composta por 30 municípios, entre os quais se destacam, Brumado e Vitória da Conquista, ampliando a oferta e melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema elétrico regional.

A obra está prevista para ser concluída em agosto de 2014 e a concessão é válida por 30 anos.

O Projeto conta com financiamento na linha FINAME PSI, contratado junto ao BNDES, no montante de R$ 8.182 mil, dos quais já foram liberados R$ 2.334 mil.

Após a entrada em operação comercial da SE Extremoz II e da SE Brumado II, estes ativos estarão ligados à Empresa SE Narandiba S.A.

Camaçari IV

A Afluente T, em 31 de maio de 2011, foi autorizada através da Resolução Autorizativa nº 2.920, a executar a Instalação de 2 módulos de entrada de Linha em 230 kV e Remanejamento da SE Camaçari II para a SE Camaçari IV, localizadas no estado da Bahia, para reforçar o suprimento de energia na Região Metropolitana de Salvador, seguindo o escopo de fornecimento:

I - LT 230 kV Tomba/ Governador Mangabeira C2: complementação do circuito para separar este do circuito da LT 230 kV Camaçari II/ Governador Mangabeira, sob responsabilidade da CHESF, com a construção de 1, 055 km de circuito duplo com um condutor por fase do tipo CAA 636 MCM GROSBEAK e dois cabos para raios por fase de aço 7,94 mm2.

II - LT 230 kV Camaçari II/ Pólo C1/C2: Remanejamento para a futura Subestação Camaçari IV, com a construção de 0,3 km com cabos GROSBEAK, 636 MCM.

III - Subestação Camaçari IV: 2 (dois) Módulos de Entrada de Linha 230 kV e Acréscimo de Módulo de Infraestrutura Geral pela instalação dos dois módulos de entrada de linha 230 kV.

A obra está prevista para ser concluída em março de 2014. E até então, o projeto está sendo viabilizado por capital próprio.

Potiguar Sul

Em 10 de maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha, passando por 54 municípios.

O projeto será desenvolvido pela SPE Potiguar Sul, subsidiária integral da NC Energia, que pertencente em 100% ao Grupo Neoenergia. O Contrato de concessão foi assinado junto a Aneel em 01 de agosto de 2013, sendo a entrada em operação comercial prevista para 28 meses a contar desta assinatura, ou seja, para 01 de dezembro de 2015. O prazo de concessão é de 30 anos, podendo, a critério exclusivo da ANEEL, ser renovado por no máximo outros 30 anos.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Dados Econômico-Financeiros	2012 Reapresentado	2013	Variação 2013/2012
Receita Operacional Bruta (R$ Mil)	16.188.111	14.404.571	-11,0%
Receita Operacional Líquida (R$ Mil)	11.650.373	10.614.298	-8,9%
EBITDA (R$ Mil)*	2.266.109	2.141.618	-5,5%
Resultado do Serviço - EBIT (R$ Mil)	1.580.762	1.455.625	-7,9%
Resultado Financeiro (R$ Mil) - Exceto JSCP	-114.160	-131.957	15,6%
Lucro Líquido (R$ Mil)	1.049.210	877.144	-16,4%
Ativo Total (R$ Mil)	21.249.307	20.459.145	-3,7%
Dívida Bruta (R$ mil)	6.234.889	7.185.305	15,2%
Dívida Líquida (R$ mil)**	2.249.826	5.179.489	130,2%
Patrimônio Líquido (R$ Mil)	10.669.409	8.982.274	-15,8%
Indicadores Econômico-Financeiros			
Margem EBITDA	19,5%	20,2%	0,73 p.p.
Margem EBIT	13,6%	13,7%	0,15 p.p.
Margem Líquida	9,0%	8,3%	-0,74 p.p.
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	19,9	16,2	-18,2%
Dívida Bruta/EBITDA	2,8	3,4	21,9%
Dívida Líquida / EBITDA	1,0	2,4	143,6%
Índice de Endividamento Líquido (D.Bruta/(D.Bruta+PL))	36,9%	44,4%	7,56 p.p.
Ações			
Valor Patrimonial da Ação (R$ lote de mil ações)	1,82	1,54	-15,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R$)	0,18	0,15	-16,4%
Dividendos e JSCP (R$ Milhões)	600,63	344,96	-42,6%

* EBITDA 12 meses

** Dívida líquida de disponibilidades

p.p - Pontos Percentuais

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação do EBITDA - R$ Mil	2012 Reapresentado	2013	Variação
Lucro Líquido	1.049.210	877.144	-16,4%
Imposto de Renda e CSLL - corrente e diferido	-194.597	-252.857	-29,9%
Receita Financeira	869.367	1.063.666	22,3%
Despesa Financeira	-983.527	-1.195.623	-21,6%
Amortização / Depreciação	-685.347	-685.993	-0,1%
Partcipação minoritária	-222.795	-193.667	13,1%
EBITDA	2.266.109	2.141.618	-5,5%

7. ENDIVIDAMENTO

7.1. PERFIL DA DÍVIDA

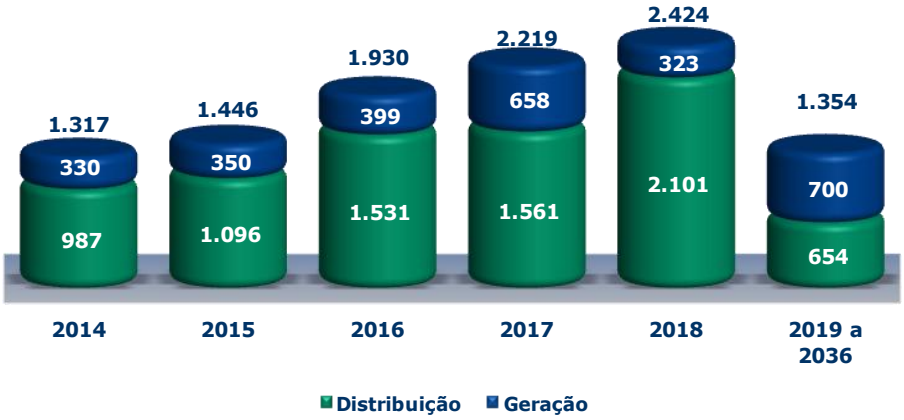
A Companhia em conformidade com a Deliberação CVM nº 694 de 2012, que determinou a aplicação do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto para o exercício iniciados a partir de 01 de janeiro de 2013 alterou a metodologia de consolidação das demonstrações contábeis. O normativo prevê que os empreendimentos com controle conjunto devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial e não mais consolidadas proporcionalmente. Devido a isto, os investimentos nos projetos Dardanelos, Teles Pires, Eólicas e Norte Energia não serão mais consolidados proporcionalmente e serão avaliados pelo método de equivalência patrimonial. Portanto, o perfil do endividamento apresentado neste item considera a metodologia descrita pela CPC 19 (R2), onde Dardanelos,Teles Pires, Eólicas e Norte Energia não contribuem para a composição da dívida consolidada.

De acordo com sua Política Financeira, o Grupo NEOENERGIA busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. O valor do endividamento total refere-se às dívidas de suas subsidiárias. Em dezembro de 2013, o Grupo contava com 88,1% da dívida contabilizada no longo prazo e 11,9% no curto prazo. De acordo com a evolução da dívida consolidada, observa-se que o Grupo Neoenergia vem obtendo êxito na estratégia de alongamento de prazo.

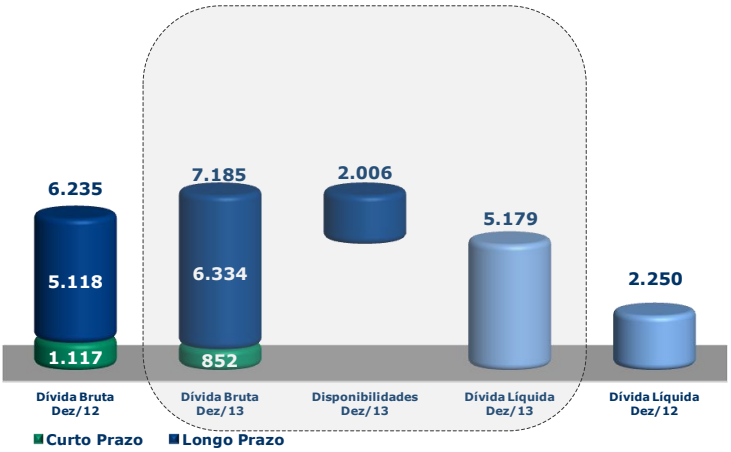
Em dezembro de 2013 a dívida bruta consolidada do Grupo NEOENERGIA, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi 7,185 bilhões, apresentando um acréscimo de 15,2% em relação ao mesmo período do exercício anterior.

Na composição dívida por indexador destaca-se o endividamento vinculado à TJLP (39%), pois esta grande fatia da dívida representa o nosso forte relacionamento com Bancos de Fomentos e Organismos Multilaterais.

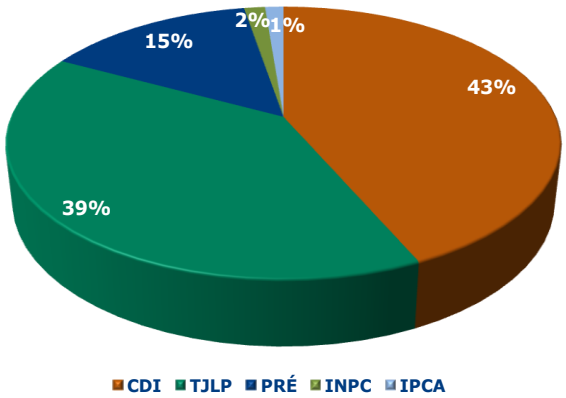
Cronograma de Vencimento da Dívida (R$ mil)



Evolução da Dívida (R$ milhões)



Endividamento por Indexador



7.2. CAPTAÇÕES DE RECURSOS NO PERÍODO:

COELBA

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: A Companhia recebeu R$ 85.860 mil para financiamentos de investimentos realizados em 2012, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.10.89.1, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009, outubro de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012 e R$ 279.665 mil para financiamento de investimentos realizados em 2013, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.02.94.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Eletrobras: A Companhia recebeu R$ 12.206 mil para financiar parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos, através da Reserva Global de Reversão – RGR, provenientes do Contrato de Financiamento nº ECFS – 324/2011 (7ª Tranche), assinado em janeiro de 2012 e aditado em agosto de 2013.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP: A Companhia recebeu R$ 10.966 mil para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em fevereiro de 2012.

CITIBANK, JP Morgan e Bank of America: A Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US$ 98,000 junto ao Citibank, N.A., US$ 24,500 junto ao JP Morgan, N.A. e US$ 9,900 junto ao Bank of América, N.A., com vencimentos em 03, 17 e 20 de dezembro de 2018, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial.

Banco do Brasil: Renovação das Notas de Crédito Comerciais (NCC´s) com Banco do Brasil nos valores de R$ 300.000 mil, com prazo de 5 anos, vencendo em dezembro de 2018, custo de 111,60% do CDI, amortização anual a partir do 36º mês e juros trimestrais e R$ 100.000, com prazo de 8 anos, vencendo em novembro de 2021, amortização anual a partir do 24º mês, custo de 108% do CDI e juros trimestrais.

Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Mizuho Bank, Ltd., The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ Ltd. e BNP Paribas: Os Títulos Externos foram renegociados em dezembro de 2013 no montante de US$ 150,000 mil,, alongando o seu prazo para dezembro de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de dezembro de 2017, com custo de LIBOR + 1,50% a.a. e juros pagos semestralmente.

CELPE

Eletrobras: A Companhia recebeu R$ 579 mil para custear a recuperação do seu sistema elétrico, proveniente do contrato de financiamento assinado em outubro de 2010.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP: A Companhia recebeu o montante de R$ 6.855 mil para financiar Projetos de Inovação, proveniente do Contrato de Financiamento assinado em novembro de 2011.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: A Companhia recebeu em 2013 o montante de R$ 196.490 mil para financiamento dos investimentos realizados em 2012 e 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, sendo R$ 43.200 mil do contrato nº. 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em março e agosto de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012 e, R$ 153.290 mil do contrato nº. 13.2.0294.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Citibank: A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 17.000 mil, equivalentes a R$ 39.100 mil, com custo de Libor USD 3M mais taxa de 0,97% a.a., com swap para 104,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2018, com pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil: Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia realizou a rolagem de R$ 220.000 mil em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, com pagamento de juros semestrais ao custo de 108% do CDI.

COSERN

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP: A Companhia recebeu o montante de R$ 3.480 mil para financiar Projetos de Inovação, proveniente do Contrato de Financiamento assinado em setembro de 2012.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: A Companhia recebeu em 2013 o montante de R$ 90.679 mil para financiamento dos investimentos realizados em 2012 e 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, sendo R$ 28.094 mil do contrato nº. 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e, R$ 62.585 mil do contrato nº. 13.2.0294.1, assinado em 29 de maio de 2013.

Citibank: A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 85.000, equivalentes a R$ 197.500 mil, com custo de Libor USD 3M mais taxa de 0,97% a.a., com swap para 104,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2018, com pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil: Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia realizou a rolagem de R$ 133.000 mil em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, com pagamento de juros semestrais ao custo de 108% do CDI.

TERMOPERNAMBUCO

3ª Emissão de Debêntures - Em 28 de fevereiro de 2013, a Companhia registrou em série única a emissão de 9.000 debêntures simples, todas nominativas e escriturais não conversíveis em ações. O valor nominal unitário é de R$ 10, totalizando o volume de R$ 90.000 mil. Adicionalmente, a valor nominal unitário das debêntures será amortizado em 2 (duas) parcelas iguais, semestrais e consecutivas, após o período de carência de 2 (dois) anos contados a partir da data de emissão, sendo a primeira parcela paga em 28 de agosto de 2015 e a segunda parcela paga na Data do Vencimento.

4ª Emissão de Debêntures - Em 15 de dezembro de 2013, a Companhia realizou sua 4ª Emissão de Debêntures. Foram emitidas 80.000 (oitenta mil) Debêntures em três séries, sendo 12.450 Debêntures da 1ª Série, 55.550 Debêntures da 2ª Série e 12.000 Debêntures da 3ª Série, totalizando R$ 800.000 mil. A 1ª série foi tem o custo de CDI + 0,80% a.a. e prazo total de 4 (quatro) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 3º e 4º anos. A 2ª série tem o custo de CDI + 0,95% a.a. e prazo total de 6 (seis) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 4º, 5º e 6º anos. A 3ª série tem o custo de IPCA + 7,15% a.a. e prazo total de 8 (oito) anos, sendo o pagamento de juros anuais e a amortização do principal nos 7º e 8º anos.

TELES PIRES

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: A Companhia recebeu o montante total de R$ 926,7 milhões até 2013 dos R$ 1.212 milhões financiados, proveniente do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 12.2.0766.1, assinado em setembro de 2012 e aditado em dezembro de 2013.

Banco do Brasil – BB: A Companhia recebeu o montante total de R$ 926,7 milhões até 2013 dos R$ 1.200 milhões financiados, proveniente do Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00793-4, assinado em setembro de 2012 e aditado em dezembro de 2013.

BELO MONTE

BTG Pactual/ Caixa Econômica Federal: A companhia recebeu um montante total de R$ 2.370 milhões em 2013 dos R$ 9.000 milhões financiados, proveniente do Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 391.115-37/12, assinado contrato firmado no segundo semestre de 2012.

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: A Companhia recebeu em 2013 o montante total de R$ 2.753 milhões, sendo que, destes R$ 598,4 milhões foram via PSI e R$ 2.154 milhões via FINEM, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 11.2.0134.1 e nº 12.2.1238.1, de março de 2011 e dezembro de 2012, respectivamente.

PARQUES EÓLICOS

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: Os parques eólicos receberam um montante total de R$ 115.900 mil para financiamentos de investimentos realizados em 2013, provenientes dos Contratos de Abertura de Crédito Nº 12.2.0155.1, Nº 12.2.0157.1, Nº 12.2.0156.1, Nº 12.2.0153.1 e Nº 12.2.0154.1, assinados em 03 de julho de 2012 e 14 de agosto de 2012, respectivamente.

Banco do Brasil S.A. – BB: Os parques eólicos receberam um montante total de R$ 149.972 mil para financiamentos de investimentos realizados em 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento mediante Repasse de recursos do BNDES Nº 21/00789-6, Nº 21/00790-X, Nº 21/00791-8 e Nº 21/00792-6, assinados em 03 de julho de 2012 e aditados em 18 de dezembro de 2012, e do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES Nº 21/00788-8, assinado em 23 de novembro de 2012.

SE NARANDIBA

Banco do Brasil – BB: A Companhia recebeu R$ 7.017 mil reais provenientes dos Contratos de financiamento na modalidade FINAME nº40/895-9 e nº 40/00897-5, contratados junto ao Banco do Brasil no segundo semestre de 2012, com repasse de recursos do BNDES, para financiar os investimentos realizados nos Projetos Extremoz II e Brumado II.

8. INVESTIMENTOS

A Companhia em conformidade com a Deliberação CVM nº 694 de 2012, que determinou a aplicação do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto para o exercício iniciados a partir de 01 de janeiro de 2013 alterou a metodologia de consolidação das demonstrações contábeis. O normativo prevê que os empreendimentos com controle conjunto devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial e não mais consolidadas proporcionalmente. Devido a isto, os investimentos nos projetos Dardanelos, Teles Pires, Eólicas e Norte Energia não serão mais consolidados proporcionalmente e serão avaliados pelo método de equivalência patrimonial. No entanto, os investimentos apresentados neste item consideram todo o volume realizado por Dardanelos, Teles Pires, Eólicas e Norte Energia de acordo com a participação da Neoenergia no negócio.

O Grupo Neoenergia encerrou o ano de 2013 com um investimento total de R$ 2.898 milhões, direcionados R$ 1.601 milhões à Distribuição, R$ 1.269 milhões Geração e R$ 29 milhões Transmissão. Dentre os investimentos da Companhia, destacamos:

Investimentos	2013 (R$ mil)
Distribuição	1.600.982
Geração	1.268.890
Transmissão	28.511
Total	2.898.383

9. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

O Grupo Neoenergia reafirma constantemente seus compromissos socioambientais e seu respeito com o Meio Ambiente e o desenvolvimento Sustentável.

Sustentabilidade

Usinas que utilizam fontes renováveis, estádios de futebol que geram energia solar, parques eólicos que geram novas oportunidades, programas de eficiência energética que reduzem o consumo de energia, melhoram o meio e abrem novos horizontes para a população baixa renda.

Para o Grupo Neoenergia, sustentabilidade, além de ser valor, é um atributo que faz parte de sua essência, que norteia seus negócios, suas atitudes, sua missão: ser a energia que movimenta e ilumina a vida das pessoas.
No Brasil, 91% da energia elétrica são provenientes de usinas hidrelétricas, que estão entre as fontes mais limpas de geração de energia. Novas usinas hidrelétricas estão sendo construídas no país seguindo um conceito ainda mais favorável ambientalmente: com pequenos reservatórios, aproveitando a vazão natural do rio e preservando as florestas ao redor.
Podemos dizer que o Brasil ruma para a liderança global em termos de energias limpas e que, neste contexto, o Grupo Neoenergia dá uma importante parcela de contribuição. Até 2019, seus empreendimentos serão responsáveis pela geração de 2,5% da energia do Brasil, tornando um 'player' de destaque na geração de energia de fonte renovável.

Compromisso socioambiental

O Grupo Neoenergia, na medida em que cresce, renova seu compromisso com o desenvolvimento sustentável da região onde está presente. A preservação ambiental direciona a atuação do Grupo Neoenergia, desde o planejamento de investimentos, obras e a execução dos projetos, incluindo a operação de seus diferentes negócios e a manutenção dos equipamentos. Todas as atividades são realizadas com respeito à legislação e de forma alinhada ao que determina o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), adotado desde 2005. Pautado na busca pela excelência, o SGA integra várias ações empresariais a práticas socioambientais responsáveis.

O processo de licenciamento faz parte da rotina do Grupo, bem como sua renovação, que acontece anualmente. Para assegurar resultados mais eficazes, é mantido um sistema de gerenciamento que permite o controle de licenças e o gerenciamento das condicionantes de cada uma delas.O Grupo trabalha para reduzir, ao máximo, o impacto de suas atividades sobre o meio ambiente, assegurando, sempre que necessário, a implantação de medidas mitigadoras e compensatórias.

Na área de geração, as usinas hidrelétricas têm projetos de recomposição ambiental das Áreas de Preservação Permanente (APPs), que fazem uso de técnicas de reflorestamento mais adequadas a cada região, utilizando espécies do bioma local. A preservação da biodiversidade e a mititação dos impactos ocasionados pela operação contemplam o monitoramento de processos erosivos e assoreamento de reservatórios, água, ictiofauna e fauna. Há ainda programas de recuperação de áreas degradadas, comunicação social, educação ambiental e redução do consumo de energia.

Inovação e Diversificação da Matriz

Com investimentos de R$ 1,2 bilhão, a Força Eólica do Brasil, joint venture entre Neoenergia e Iberdrola, concluiu, em outubro de 2013, a construção do último de seus 10 parques eólicos na região Nordeste do Brasil. Juntos, estes parques têm capacidade instalada de 288MW, o suficiente para atender a 767 mil habitantes. A energia gerada já tem contratos de comercialização por 20 anos com os agentes de distribuição compradores do leilão 2010 de fontes alternativas. No total, são três parques no estado da Bahia (Caetité 1, 2 e 3) e sete no Rio Grande do Norte (Arizona 1; Calango 1, 2, 3, 4, 5 e Mel 2). Todos estão prontos, sendo que um (Mel 2, em Areia Branca (RN), opera desde desde fevereiro de 2013 e os demais aguardam conexão da Chesf para gerar energia.

Energia Solar em dois estádios-sede da Copa 2014
A Neoenergia investe também na geração de energia solar e eólica, fontes complementares que estão crescendo rapidamente no Brasil e contribuindo com o desenvolvimento sustentável do país. Um ano depois de inaugurar a primeira usina de geração solar fotovoltaica da América Latina, dentro de um estádio de futebol (estádio de Pituaçu), em Salvador, na Bahia, o Grupo marcou seu segundo gol, inaugurando mais uma usina solar. Desta vez, em Pernambuco, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, um dos estádios-sede da Copa 2014. A Usina Solar São Lourenço da Mata tem potência instalada de 1 megawatt pico (MWp), capacidade suficiente para gerar 1.500 MWh por ano, o que equivale ao consumo de

seis mil habitantes. A unidade será responsável por até 30% da energia consumida pelo estádio que sediará a Copa do Mundo 2014. O investimento de R$ 10 milhões é resultado da parceria entre o Grupo Neoenergia, por meio da Celpe, Coelba e Cosern, e a Odebrecht.

A instalação da usina solar faz parte do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Além da usina, o projeto de P&D contempla outros investimentos que totalizam R$ 24,5 milhões. As demais iniciativas estão no estado da Bahia. A Arena Fonte Nova, em Salvador, terá um sistema com potência de 500 kWp. O estádio baiano de Pituaçu, desde abril de 2012, gera energia por meio de painéis fotovoltaicos com capacidade de 400 kWp e compensa toda a energia que consome.

Na Ilha de Fernando de Noronha, o Grupo está construindo duas usinas para contribuir com a sustentabilidade do arquipélago. O empreendimento, em parceria com o Comando da Aeronáutica, quando concluído, terá potência instalada de 400 kWp. A outra planta solar, concebida por meio de convênio com o Governo de Pernambuco, terá 600 kWp de potência instalada.

Economia e redução de emissões de CO2 na baixa renda

A Neoenergia também vem colocando o Nordeste brasileiro, uma das regiões que mais crescem no país nos últimos anos, na vanguarda da eficiência energética. O grupo controla as empresas distribuidoras de energia elétrica de três importantes estados da região: Coelba, na Bahia, Celpe, em Pernambuco, e Cosern, no Rio Grande do Norte.

Mais da metade dos clientes das distribuidoras é baixa renda. Por esta razão, desde 1998, a Neoenergia investe cerca de R$ 413, milhões em programas de eficiência energética. O principal objetivo é adequar o consumo à capacidade de pagamento desses clientes e contribuir com a melhoria da qualidade de vida da população.

Uma das iniciativas que se destacam nesta área é o Programa Nova Geladeira, que já substituiu 246 mil geladeiras velhas e ineficientes por geladeiras novas e mais econômicas, com Selo Procel de eficiência energética. Uma geladeira em mau estado de conservação pode ser responsável por até 70% do valor da conta de energia de famílias de baixa renda. O Programa Nova Geladeira, do Grupo Neoenergia, proporciona uma economia 256,9 GWh/ano em energia, o equivalente à geração de uma hidrelétrica de 53,3 MW .
Vale ressaltar ainda os ganhos ambientais que o Programa Nova Geladeira também proporciona: o gás CFC – prejudicial à camada de ozônio – é retirado das geladeiras antigas e tratado; os aparelhos novos utilizam o R600a (isobutano), gás considerado ecológico, e são fabricados especialmente para a Neoenergia. Isso significa que o Grupo Neoenergia está influenciando o mercado para a substituição do CFC pelo isobutano.

E isso não é tudo. A geladeira velha recolhida é reciclada, a sucata é vendida e o dinheiro arrecadado é destinado a outros projetos realizados pelo Grupo Neoenergia, como, por exemplo, o Vale Luz, que dá descontos na conta de energia aos clientes que doam lixo reciclável, como vidro, PET, metal, papel e outros. Até o primeiro semestre deste ano, foram recicladas cerca de 839 toneladas de resíduos sólidos e concedidos R$ 159 mil em descontos na conta de energia.

Restauração da Mata Atlântica

O Grupo Neoenergia ainda é signatário do Pacto para a Restauração da Mata Atlântica, por meio do Energia Verde. Iniciado em 2009, o programa concede descontos para quem troca eletrodomésticos antigos por novos, com Selo Procel A de economia de energia. Como contrapartida, o cliente faz uma doação financeira para a recuperação de áreas remanescentes da Mata Atlântica. O valor é variável de acordo com a faixa de consumo de energia do cliente.
Em 2013, foram recuperados 121 hectares por meio do plantio de 156.863 mudas de diferentes espécies de Mata Atlântica em áreas como: estabelecimento de corredores ecológicos unindo o Parque Nacional do Pau Brasil e o Parque Nacional Monte Pascoal, na Bahia; Serra do Urubu, em Pernambuco; e os parques Jornalista José Maria Alves e das Dunas, no Ceará.

Educação, Cidadania e Desenvolvimento

Acreditando na educação como um agente de transformação da sociedade, o Grupo mantém também uma consolidada parceria com o Instituto Ayrton Senna desde 2006 para estimular ações para a melhoria do desempenho de alunos da rede pública de ensino. Até 2012, foram investidos cerca de R$ 3,5 milhões em projetos de educação através da arte. A partir de 2013, o apoio passou a ser exclusivamente nos programas de correção de fluxo escolar "Acelera Brasil" e "Se Liga", para os quais destinou R$ 500 mil no ano passado. As iniciativas atendem a escolas públicas dos Estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte e já beneficiaram mais de 19 mil crianças e 350 educadores nos três estados.

O Grupo também apóia, por meio de suas distribuidoras, iniciativas como Júnior Achievement (de empreendedorismo), contribuindo com a formação de mais de 9 mil alunos dos ensinos médio e fundamental. Também promoveu, através da Lei Rouanet, inclusão cultural de três jovens baixa renda de Salvador, apoiando o projeto "Amigos do Bolshoi". Ainda na linha das leis de incentivo, o Grupo concluiu o projeto Vila da Rainha, investindo R$ 1,3 milhão (Lei Rouanet), para resgatar traços que marcaram a história do Brasil por meio de estudos aprofundados de arqueologia na região das suas pequenas centrais hidrelétricas situadas entre o Rio de Janeiro e o Espírito. Também realizou educação patrimonial para valorização e multiplicação dessa história na comunidade escolar dos municípios daquela região.

Práticas de cumprimento do Pacto Global

A Neoenergia desenvolve ações alinhadas aos compromissos voluntários assumidos em agosto de 2007, quando aderiu aos dez princípios universais do Pacto Global das Nações Unidas nos temas Direitos humanos, trabalho, meio ambiente e anticorrupção. A empresa também é signatária dos Oito Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), que contribuem para a equidade e o desenvolvimento humano com ações que buscam a redução de males como a miséria, o preconceito racial, a mortalidade infantil por desnutrição e enfermidades e o analfabetismo.

Prêmios e Reconhecimentos

COSERN

- Confirmação do Grau de Investimento obtendo 'brAAA', nota máxima em Escala Nacional, e 'BBB-", em Escala Global.
- Selo Empresa Amiga da Criança 2013
- Homenagem do Prêmio TOP OF MIND 2013 (Revista Foco)
- Troféu Empresa Amiga da Cultura 2013
- Certificado de Empresa Cidadã

CELPE

- Prêmio Proteção Brasil 2013.
- Prêmio Época Reclame Aqui "As Melhores Empresas para o Consumidor 2013.
- Certificado Empresa Cidadã
- Empresa Amiga da Criança.

COELBA

- A COELBA recebeu, em dezembro, de 2013, prêmio por ter sido a empresa que mais realizou acordos durante a Semana Nacional da Conciliação no ano de 2013, do Tribunal de Justiça da Bahia.

NEOENERGIA

- Em 2013, a Neoenergia foi a empresa vencedora na categoria "Modelo Negócio Inovador LED 2013", do evento Ilumina 2013, promovido pela Philips.

10. GESTÃO DE PESSOAS

Iniciamos o ano com o desafio de assegurar que cada colaborador conhecesse a nova Missão, a nova Visão e os novos Valores do Grupo Neoenergia. Esse trabalho foi realizado com o apoio direto das lideranças, que atuaram como porta-vozes nesse processo de comunicação.

Diante desse novo cenário, foram eleitas algumas frentes de ação que visavam dar o suporte necessário à internalização da nova Missão, a nova Visão e os novos Valores, que descrevemos a seguir.

10.1. SAÚDE E SEGURANÇA

Definida a partir de 2013 como um valor, a Segurança assume um importante e constante desafio para todos, reafirmando nosso compromisso com a saúde e integridade física dos colaboradores (próprios e das prestadoras de serviços) e da comunidade.

As inovações tecnológicas e a capacitação profissional, além dos aspectos comportamentais, propiciam melhor desempenho dos empregados e otimização dos processos, contribuindo para redução dos índices de acidentalidade e melhoria contínua do sistema de gestão de saúde e segurança.

Dentre as principais ações desenvolvidas em 2013, destacamos:

- Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional – PCMSO; Exames Médicos Ocupacionais e Blitz Ergonômica, direcionados aos colaboradores próprios. Essa mesma prática tem sido monitorada dentro das equipes de prestadores de serviços, levando a valorização da saúde ocupacional como fator importante e requisito essencial para a continuidade do relacionamento entre o Grupo Neoenergia e seus parceiros.

- Incentivo à atividade física por meio da implementação de academia de ginástica dentro das instalações de algumas empresas ou convênios com academias locais, quando a empresa não dispões de contingente de colaboradores que assegure o custo-benefício de uma academia própria; clube de corrida; massagem terapêutica; feiras de saúde; campanhas e palestras educativas voltadas para a promoção da saúde e prevenção de doenças, principalmente aquelas adquiridas pela realização das atividades laborais sem o devido cuidado e atenção.

- Segurança do Trabalho (próprios e terceirizados): Programa de Prevenção de Riscos Ambientais – PPRA; constituição e coordenação das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes – CIPA; palestras e reuniões de segurança; inspeções de segurança em imóveis administrativos, subestações e turmas; formação de brigadistas e planos de emergência; recepções e auditorias de saúde e segurança nas Empresas Prestadoras de Serviços – EPS; fiscalização de alojamentos; realização do IX Seminário de Saúde e Segurança para EPS; controle e acompanhamento dos indicadores de acidentalidade.

- Segurança da População: realização de ações diretas como palestras e inspeções de segurança; treinamento para profissionais da construção civil; campanhas com orientações à sociedade visando a prevenção de acidentes, veiculadas em diversas mídias, tais como mensagem na conta de energia, jornal e entrevistas em rádio/TV.

Dessa forma, ciente das suas responsabilidades com a sociedade a qual serve e participa, o Grupo Neoenergia assegura seu compromisso com a saúde e segurança de seus colaboradores e da população.

10.2. CAPACITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

Em 2013, seguindo a orientação de que “valorizamos e inspiramos as pessoas”, como define o valor PESSOAS, tivemos como primeira iniciativa a realização de uma Pesquisa de Clima, com o intuito de conhecer quais os pontos percebidos pelos colaboradores que podem fortalecer o engajamento de todos em torno dos objetivos da Organização. A pesquisa nos trouxe insumos, que já foram transformados em plano de ação para os anos de 2013 e 2014, além de orientar algumas ações de gestão relativas ao desenvolvimento, oportunidade de carreira, comunicação, entre outras.

Demos continuidade a diversos programas de treinamento direcionados para a melhoria de competência funcional dos colaboradores, visando mantê-los num processo permanente de aprendizagem e desenvolvimento, sem perder de vista a integração dessas ações com os objetivos estratégicos da Organização.

Algumas iniciativas de treinamento marcaram o ano de 2013:

- Formação de eletricistas, aproveitando colaboradores advindo da comunidade e do Programa Jovem Aprendiz;

- Realização do programa de formação de líderes, em parceria com a Fundação Dom Cabral, que contribuiu fortemente para o alinhamento de nossa liderança com as necessidades da Organização;

- Realização de MBA em Smart Grid, visando importar conhecimentos que coloquem o Grupo Neoenergia atualizado com a forte tendência do segmento de energia;

- Realização de assessment em 100% da liderança, visando identificar profissionais com talento para ocupar futuramente posições de liderança, fortalecendo nosso processo de Sucessão e promovendo a retenção desses talentos;

- Realização de mais uma edição do Comitê de Desenvolvimento de Pessoas - CDP, onde são definidos os sucessores dos atuais líderes. Esse processo viabiliza a elaboração do "mapa de sucessão" do Grupo;

- Realização de mais uma edição do Programa de Preparação para Aposentadoria, denominado "Meu Momento", destinado a dar suporte a todos os colaboradores em fase de aposentadoria, levando-o a realizar essa transição com menor impacto;

- Continuidade do Programa de Estágio que viabiliza o ingresso de estudantes em nossos quadros de estagiários, viabilizando formação e experiência em ambientes organizacionais, que tem como objetivo tornar os estagiários a base da cadeia de talentos da Organização, garantindo um pool de profissionais preparados para ascender aos primeiros cargos dos níveis técnico e superior;

- Programa de Gestão de Desempenho – PGD foi totalmente revisado em 2013; além de implantar uma nova metodologia, onde todos os colaboradores possuem objetivos individuais, o PGD contou com um novo sistema informatizado, auxiliando na consolidação da filosofia de que o colaborador é o protagonista de sua carreira.

Outra importante evolução em nosso processo de formação e desenvolvimento de pessoas foi a implantação da #redeaprender, que é uma ferramenta de Educação a Distância (EAD) que viabiliza a oferta de cursos online, promovendo a interação, o aprendizado e a informação, além de reforço à cultura de autodesenvolvimento e democratização do conhecimento.

11. OUTROS DESTAQUES

11.1. Missão Visão e Valores

O Grupo Neoenergia começou o ano de 2013 com nova Missão, nova Visão e Valores, o que teve forte impacto em todas as ações de Gestão de Pessoas.

A partir desse ano temos como missão do Grupo é "***Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade, com eficiência, qualidade, segurança, sustentabilidade e respeito ao indivíduo***".

A nova visão é "***Ser admirada pelos clientes, governo, investidores e colaboradores e reconhecida nacionalmente como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento***".

Os novos valores, definidos para orientar a atuação dos colaboradores e, consequentemente, a condução dos negócios, foram assim descritos:

1. **SEGURANÇA:** Colocamos a vida das pessoas em primeiro lugar.
2. **PESSOAS:** Valorizamos e inspiramos as pessoas.
3. **RESPEITO AO CLIENTE:** Geramos valor para nossos clientes, por meio de serviços de qualidade e atendimento de suas necessidades.
4. **INOVAÇÃO E EMPREENDEDORISMO:** Estimulamos o pensamento criativo e atuação autônoma.

5. **ATUAÇÃO SEM FRONTEIRAS:** Quebramos os limites organizacionais (áreas, empresas) para trabalharmos em equipe e geramos melhores resultados.
6. **SUSTENTABILIDADE:** Consideramos as dimensões ambiental, social e econômica em todas as nossas decisões.
7. **CRIAÇÃO DE VALOR:** Buscamos crescimento sustentável (rentabilidade, comprometimento, eficiência), com geração de valor para o acionista, nossos colaboradores e a sociedade.
8. **INTEGRIDADE:** Fazemos o nosso trabalho com ética, honestidade, garantindo que a informação falada seja clara, correta e confidencial.
9. **EXCELÊNCIA:** Abordamos os desafios com planejamento e cuidado com os detalhes.

Tanto a nova Missão, quanto a nova Visão e os novos Valores, trouxeram um novo olhar sobre as práticas de Gestão de Pessoa do Grupo Neoenergia, que continua vendo o colaborador como um ativo imprescindível para a realização dos resultados previstos e que traduzem nosso compromisso com o acionista e a sociedade.

11.2. Rating

Em 28 de maio de 2013, a Standard & Poor´s Ratings Services reafirmou os ratings de crédito corporativo atribuídos à NEOENERGIA S.A. e às suas controladas COEBA, CELPE e COSERN 'BBB-' na Escala Global e 'brAAA`na e Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmou os ratings de emissão atribuídos à Termopernambuco e Itapebi 'brAA+` com base na garantia incondicional e irrevogável da NEOENERGIA, empresa controladora.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos *ratings* de créditos corporativos atribuídos à NEOENERGIA e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras.

Rating Corporativo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		2011		2012		2013	
	NACIONAL						NACIONAL	GLOBAL	NACIONAL	GLOBAL	NACIONAL	GLOBAL	NACIONAL	GLOBAL
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	BB+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)		A-	A+	AA-	AA	AA	AA+		AA+		AA+		AA+	
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável		Estável		Estável		Estável	
TERMOPE (Debêntures)		A-	A	A+	AA	AA	AA+		AA+		AA+		AA+	
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável		Estável		Estável		Estável	

Investment Grade

Fonte: *Standard & Poor's* 28/05/2013.

12. AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia utiliza os serviços de auditoria independente fornecidos pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, desde 11 de julho de 2012, que incluem a auditoria de suas demonstrações contábeis e regulatórias, bem como a revisão de informativos contábeis, para um período de 2 (dois) anos. Até 31 de dezembro de 2013, a Companhia não possui com os referidos Auditores nenhum outro contrato de prestação de serviços que não o referente aos próprios serviços de Auditoria Independente. A política de atuação da Companhia, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria externa, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

13. AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos Senhores membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração aos nossos clientes e fornecedores, aos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 DE DEZEMBRO DE 2013

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Balanços patrimoniais
Em milhares de reais

ATIVO	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	(6)	144.245	2.803.859	3.150.422	1.974.366	3.770.684	4.039.346
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	(7)	62	62	62	1.823.106	2.056.384	2.072.667
Títulos e valores mobiliários	(8)	100	124.719	59.523	30.418	171.044	157.522
Impostos e Contribuições a recuperar	(9)	114.115	108.708	101.025	538.547	445.584	364.676
Estoques		-	-	-	23.535	24.648	20.007
Recursos CDE		-	-	-	17.424	-	-
Despesas pagas antecipadamente		-	-	-	36.785	12.307	23.295
Entidade de previdência privada		-	-	-	6.401	10.351	6.555
Serviços em curso	(11)	-	-	-	50.812	68.071	66.220
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	(16)	-	-	-	34.320	34.699	31.549
Outros ativos circulantes	(13)	13.704	10.147	10.107	93.348	104.129	77.625
TOTAL DO CIRCULANTE		272.226	3.047.495	3.321.139	4.629.062	6.697.901	6.859.462
NÃO CIRCULANTE							
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	(7)	-	-	-	416.451	582.295	911.048
Títulos e valores mobiliários	(8)	886	-	-	1.032	43.335	8.673
Impostos e contribuições a recuperar	(9)	-	-	-	104.749	108.219	89.176
Partes relacionadas		6.164	34.525	56.856	-	6.690	52.192
Dividendos a receber		185.418	185.962	67.386	9.352	564	9.657
Juros sobre capital próprio a receber		158.482	154.326	64.662	-	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos	(10)	29.687	27.728	29.164	774.955	981.079	867.360
Depósitos judiciais	(12)	121.430	121.247	95.764	432.729	382.370	298.638
Entidade de previdência privada		-	-	-	20.075	19.097	33.322
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	(16)	-	-	-	2.353.666	2.081.666	805.744
Outros ativos não circulantes	(13)	183.155	15.182	15.135	190.956	22.420	25.744
Investimentos	(14)	8.508.946	7.290.216	7.045.630	1.410.826	1.066.340	699.755
Investimentos em coligadas e controladas		8.508.946	7.290.216	7.045.630	1.395.135	1.047.007	680.943
Outros investimentos		-	-	-	15.691	19.333	18.812
Imobilizado	(15)	25.942	26.567	27.268	2.863.034	2.676.076	2.651.051
Intangível	(17)	43.464	45.674	56.099	7.252.258	6.581.255	6.671.805
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.263.574	7.901.427	7.457.964	15.830.083	14.551.406	13.124.165
TOTAL DO ATIVO		9.535.800	10.948.922	10.779.103	20.459.145	21.249.307	19.983.627

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Balanços patrimoniais - Continuação
Em milhares de reais

PASSIVO	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
CIRCULANTE							
Fornecedores	(18)	2.753	2.078	2.422	1.017.633	1.106.970	777.793
Empréstimos e financiamentos	(19)	1.002	1.006	762	585.004	680.184	618.109
Debêntures	(20)	-	-	-	266.800	436.551	441.218
Salários e encargos a pagar	(21)	67	4.036	216	93.833	93.075	65.192
Taxas regulamentares	(22)	-	-	-	64.276	97.681	107.784
Impostos e contribuições a recolher	(23)	17.540	32.858	17.422	409.560	488.864	416.780
Dividendos e juros sobre capital próprio	(24)	28.711	142.937	133.910	55.670	189.952	148.677
Provisões	(25)	12	13	-	131.836	64.824	46.227
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(35)	-	-	-	16.331	16.298	15.233
Partes relacionadas		10	56	1.010	269.296	1.077	3.736
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)		-	-	-	3.105	2.974	3.647
Outros passivos circulantes	(26)	25	-	5	476.590	272.042	254.849
TOTAL DO CIRCULANTE		50.120	182.984	155.747	3.389.934	3.450.492	2.899.245
NÃO CIRCULANTE							
Fornecedores	(18)	-	-	-	101.676	83.851	61.159
Empréstimos e financiamentos	(19)	3.940	4.925	5.911	4.899.371	4.333.428	3.655.715
Debêntures	(20)	-	-	-	1.434.130	784.726	1.199.164
Taxas regulamentares	(22)	-	-	-	33.390	53.129	78.002
Impostos e contribuições a recolher	(23)	-	-	-	15.860	19.655	10.458
Impostos e contribuições sociais diferidos	(10)	-	-	-	11.983	5.329	-
Provisões	(25)	99.176	91.604	86.365	351.774	326.764	272.290
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(35)	-	-	-	499.463	706.081	501.637
Partes relacionadas		-	-	23	-	-	-
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)		-	-	-	22.531	21.394	20.274
Outros passivos não circulantes	(26)	-	-	-	43.872	70.932	37.062
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		103.116	96.529	92.299	7.414.050	6.405.289	5.835.761
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(27)						
Capital social		4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025
Reservas de capital		2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
Reservas de lucro		4.521.067	6.454.174	6.007.405	4.521.067	6.454.174	6.007.405
Outros resultados abrangentes		48.486	(125.390)	66.812	48.486	(125.390)	66.812
Proposta de distribuição de dividendos adicional		71.698	14.598	194.023	71.698	14.598	194.023
Prejuízo acumulado		-	(415.286)	(478.496)	-	(415.286)	(478.496)
Atribuivel a participação dos acionistas controladores		-	-	-	(400.290)	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.382.564	10.669.409	10.531.057	8.982.274	10.669.409	10.531.057
Participação dos não controladores					672.887	724.117	717.564
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO					9.655.161	11.393.526	11.248.621
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.535.800	10.948.922	10.779.103	20.459.145	21.249.307	19.983.627

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações do resultado
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/13	31/12/12 Reapresentado	31/12/13	31/12/12 Reapresentado
RECEITA LÍQUIDA	(28)	**2.337**	**2.826**	**10.614.298**	**11.650.373**
CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS	(29)	**-**	**-**	**(7.771.134)**	**(8.379.938)**
LUCRO BRUTO		**2.337**	**2.826**	**2.843.164**	**3.270.435**
Despesas com vendas	(29)	-	-	(652.608)	(1.032.142)
Despesas gerais e administrativas	(29)	(74.762)	(27.823)	(660.499)	(571.169)
Resultado de participações societárias		827.749	853.211	(74.432)	(86.362)
Equivalência patrimonial	(14)	917.425	949.566	16.408	11.159
Amortização de ágio	(14)	(89.676)	(96.355)	(90.840)	(97.521)
LUCRO OPERACIONAL		**755.324**	**828.214**	**1.455.625**	**1.580.762**
Receitas financeiras	(30)	145.121	246.109	1.063.666	869.367
Despesas financeiras	(30)	(25.237)	(20.950)	(1.195.623)	(983.527)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		**875.208**	**1.053.373**	**1.323.668**	**1.466.602**
Imposto de renda e contribuição social	(10)	**1.936**	**(4.163)**	**(252.857)**	**(194.597)**
Corrente	(10)	(21)	(6.051)	(266.959)	(433.256)
Diferido	(10)	1.957	1.888	(90.784)	96.906
Imposto de renda - SUDENE	(10)	-	-	150.545	190.271
Amortização ágio e reversão PMIPL	(10)	-	-	(45.659)	(48.518)
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES		**877.144**	**1.049.210**	**1.070.811**	**1.272.005**
Participações dos acionistas não controladores		-	-	**(193.667)**	**(222.795)**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		**877.144**	**1.049.210**	**877.144**	**1.049.210**
LUCRO BÁSICO DILUÍDO POR AÇÃO:					
Ordinária		0,15	0,18	0,15	0,18

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações do resultado abrangente
Períodos findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	Notas	Controladora		Consolidado	
		31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Lucro do período		**877.144**	**1.049.210**	**1.070.811**	**1.272.005**
Outros resultados abrangentes					
Reversão de perda por participação relativa em investida vendida Ajuste Ativo Financeiro de Concessão		26.021	(26.019)	26.021	(26.019)
Efeitos dos Planos de Benefícios a Empregados das investidas		222.935	(168.536)	251.714	(190.081)
Ganhos de participação relativa em investida		718	9.774	718	9.775
Tributos s/ resultados abrangentes		(75.798)	53.979	(85.583)	61.304
Outros resultados abrangentes do período, líquidos de impostos		**173.876**	**(130.802)**	**192.870**	**(145.021)**
Total de resultados abrangentes do período, líquidos de impostos		**1.051.020**	**918.408**	**1.263.681**	**1.126.984**
Atribuível a:					
Acionistas controladores		1.051.020	918.408	1.051.020	918.408
Acionistas não controladores		-	-	212.661	208.576

Notas Explicativas

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações das mutações no patrimônio líquido
Em milhares de reais

Controladora:

			Reservas de Lucros						
	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reservas de Lucros a Realizar	Reserva de Retenção de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Prejuízo Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos adicionais	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2012	4.739.025	2.288	493.683	-	5.551.907	61.400	-	194.023	11.042.326
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-	-	-	(38.185)	5.412	(478.496)	-	(511.269)
Saldos em 1º janeiro de 2012 (Reapresentado *)	4.739.025	2.288	493.683	-	5.513.722	66.812	(478.496)	194.023	10.531.057
Constituição de lucros a realizar	-	-	-	73.046	-	(61.400)	(11.646)	-	-
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-		1.049.210	-	1.049.210
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(194.023)	(194.023)
Outros resultados abrangentes:									
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida	-	-	-	-	-	(130.802)	-	-	(130.802)
Destinações:									
Reserva Legal	-	-	63.224	-	-	-	(63.224)	-	-
Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	-	310.499	-	(310.499)	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(336.433)	-	(336.433)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	(249.600)	-	(249.600)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	(14.598)	14.598	-
Saldos em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	(125.390)	(415.286)	14.598	10.669.409

			Reservas de Lucros						
	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reservas de Lucros a Realizar	Reserva de Retenção de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Prejuízo Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos adicionais	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	61.400	6.152.537	6.451	-	14.598	11.533.206
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-	-	11.646	(328.316)	(131.841)	(415.286)	-	(863.797)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado *)	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	(125.390)	(415.286)	14.598	10.669.409
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	877.144	-	877.144
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(14.598)	(14.598)
Outros resultados abrangentes:									
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida	-	-	-	-	-	173.876	-	-	173.876
Destinações:									
Reserva Legal	-	-	23.093	-		-	(23.093)	-	-
Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	-	93.800	-	(93.800)	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(122.701)	-	(122.701)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	(150.566)	-	(150.566)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	(2.050.000)	-	(71.698)	71.698	(2.050.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.868.021	48.486	-	71.698	9.382.564

(*) Reapresentação conforme descrito na nota nº 3.30.

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações das mutações no patrimônio líquido
Em milhares de reais

Consolidado:

	Atribuível aos acionistas controladores											
			Reservas de lucros									
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Ajuste de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Prejuízos acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2012	4.739.025	2.288	493.683	-	5.551.907	-	61.400	-	194.023	11.042.326	940.658	11.982.984
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-	-	-	(38.185)	-	5.412	(478.496)	-	(511.269)	(223.094)	(734.363)
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (Reapresentado*)	4.739.025	2.288	493.683	-	5.513.722	-	66.812	(478.496)	194.023	10.531.057	717.564	11.248.621
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-			(194.023)	(194.023)	-	(194.023)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	1.049.210	-	1.049.210	222.795	1.272.005
Resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-	-	(130.802)	-	-	(130.802)	(14.219)	(145.021)
Destinações:												
Reserva legal	-	-	63.224	-	-	-		(63.224)	-	-	-	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	73.046	-	-	(61.400)	(11.646)	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	310.499	-	-	(310.499)	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(336.433)	-	(336.433)	-	(336.433)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	(14.598)	14.598	-	(159.416)	(159.416)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(249.600)	-	(249.600)	(42.607)	(292.207)
Saldos em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	-	(125.390)	(415.286)	14.598	10.669.409	724.117	11.393.526

	Atribuível aos acionistas controladores											
			Reservas de lucros									
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Ajuste de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Prejuízos acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	4.739.025	2.288	556.907	73.046	6.152.537	-	6.451	-	14.598	11.544.852	1.015.254	12.560.106
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-	-	-	(328.316)	-	(131.841)	(415.286)	-	(875.443)	(291.137)	(1.166.580)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado *)	4.739.025	2.288	556.907	73.046	5.824.221	-	(125.390)	(415.286)	14.598	10.669.409	724.117	11.393.526
Redução de Capital Social								-	-	-	(46.400)	(46.400)
Aumento de capital em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.050	3.050
Aprovação de dividendos propostos									(14.598)	(14.598)		(14.598)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-		877.144		877.144	193.667	1.070.811
Resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-	-	173.876	-	-	173.876	18.994	192.870
Transações com sócios:												
Aquisição de participação adicional junto a não controladores	-	-	-	-	-	(400.290)	-	-	-	(400.290)	(103.458)	(503.748)
Destinações:												
Reserva legal	-	-	23.093	-	-	-	-	(23.093)	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	93.800	-	-	(93.800)	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(122.701)	-	(122.701)	(28.915)	(151.616)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	(2.050.000)	-	-	(71.698)	71.698	(2.050.000)	(36.378)	(2.086.378)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(150.566)	-	(150.566)	(51.790)	(202.356)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.868.021	(400.290)	48.486	-	71.698	8.982.274	672.887	9.655.161

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Períodos findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)
Lucro líquido do período (antes dos impostos)	875.208	1.053.373	1.323.668	1.466.602
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Depreciação e amortização	3.178	3.194	605.830	599.466
Equivalência patrimonial	(917.425)	(949.566)	(16.408)	(11.142)
Amortização de ágio, líquida	89.676	96.355	90.840	97.521
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais e outras receitas financeiras	6.517	6.258	582.286	612.837
Valor justo do ativo financeiro da concessão	-	-	(98.943)	(86.083)
Valor residual do ativo intangível / imobilizado baixado	715	5.840	89.539	185.974
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	1.490	(491)	99.759	82.850
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	37.277	412.848
Outros impactos não caixa no resultado	53.494	3.903	53.633	3.903
	112.853	218.866	2.767.481	3.364.776
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS				
Contas a receber de clientes e outros	-	-	134.770	(85.325)
IR e CSLL a Recuperar	(6.061)	(13.697)	32.420	(58.482)
Impostos e contribuições a recuperar	633	(37)	(36.155)	(88.853)
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	372.243	612.426	499	312
Estoques	-	-	1.118	(4.641)
Recursos CDE	-	-	(6.666)	-
Depósitos judiciais	(183)	(25.483)	(43.519)	(73.276)
Despesas pagas antecipadamente	-	-	(24.478)	9.536
Entidade de previdência privada	-	-	2.972	10.429
Partes relacionadas	35.613	18.416	36.909	39.571
Concessão serviço público (ativo financeiro)	-	-	-	2.467
Outros ativos	(25.030)	(87)	(87.022)	(77.914)
	377.215	591.538	10.848	(326.176)
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS				
Fornecedores	675	(344)	136.472	386.426
Salários e encargos a pagar	(3.969)	3.820	758	27.807
Encargos de dívidas e swap pagos	-	(518)	(634.298)	(475.482)
Taxas regulamentares	-	-	(54.878)	(38.925)
Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	-	-	(195.873)	(179.853)
Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	(17.598)	15.436	(31.780)	63.422
Partes relacionadas	(46)	(977)	190.862	-
Indenizações/contingências pagas	-	-	(79.460)	(75.555)
Entidade de previdência privada	-	-	(32.026)	34.024
Outros passivos	24	(5)	177.218	42.687
	(20.914)	17.412	(523.005)	(215.449)
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	469.154	827.816	2.255.324	2.823.151

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

NEOENERGIA S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa - Continuação
Períodos findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Integralização de capital em investidas	(792.991)	(336.879)	(535.814)	(371.562)
Aquisição de investimentos	(7.228)	-	(516.912)	(678)
Alienação de bens do ativo permanente	-	-	20.961	(525)
Aquisição de imobilizado	(920)	(536)	(302.010)	(130.841)
Aquisição de intangível	(139)	-	(1.609.677)	(2.098.343)
Concessão serviço público (ativo financeiro)	-	-	(30.982)	(15.944)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	-	(65.196)	(611.296)	(1.000.884)
Resgate de títulos e valores mobiliários	123.733	-	820.568	962.194
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(677.545)	(402.611)	(2.765.162)	(2.656.583)
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
Aumento(Redução) de capital	-	-	22.526	-
Captação de empréstimos e financiamentos	-	-	1.277.092	1.265.681
Captação de debêntures	-	-	890.000	-
Amortização do principal de empréstimos e financiamentos	(1.425)	(739)	(701.668)	(606.972)
Amortização do principal de debêntures	-	-	(421.495)	(411.820)
Obrigações vinculadas	-	-	219.696	247.692
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.449.798)	(771.029)	(2.572.631)	(929.811)
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(2.451.223)	(771.768)	(1.286.480)	(435.230)
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(2.659.614)	(346.563)	(1.796.318)	(268.662)
Caixa e equivalentes no início do período	2.803.859	3.150.422	3.770.684	4.039.346
Caixa e equivalentes no final do período	144.245	2.803.859	1.974.366	3.770.684
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	(2.659.614)	(346.563)	(1.796.318)	(268.662)
TRANSAÇÕES QUE NÃO ENVOLVERAM CAIXA				
Venda de participação em Termoaçu ainda não recebida	146.500	27.114	146.500	-
Capitalização de juros e despesas financeiras não caixa	-	-	10.969	-

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Demonstrações do valor adicionado
Períodos findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
Receitas				
Vendas de energia, serviços e outros	3.232	3.220	14.404.571	16.188.111
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(167.640)	(577.721)
Resultado na alienação / desativação de bens e direitos	(54.799)	-	(79.149)	(18.432)
	(51.567)	3.220	14.157.782	15.591.958
Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(4.900.711)	(4.506.193)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	-	-	(449.776)	(736.853)
Matérias-primas consumidas	-	-	(299.274)	(225.915)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(12.091)	(12.230)	(2.565.566)	(2.964.269)
	(12.091)	(12.230)	(8.215.327)	(8.433.230)
Valor adicionado bruto	(63.658)	(9.010)	5.942.455	7.158.728
Depreciação e amortização	(92.854)	(99.549)	(697.989)	(690.605)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	(156.512)	(108.559)	5.244.466	6.468.123
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	145.121	246.109	1.063.666	869.367
Resultado de equivalência patrimonial	917.425	949.566	16.409	11.159
	1.062.546	1.195.675	1.080.075	880.526
Valor adicionado total a distribuir	906.034	1.087.116	6.324.541	7.348.649
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remunerações	-	-	285.670	248.211
Encargos sociais (exceto INSS)	21	563	67.709	63.682
Entidade de previdência privada	78	-	28.689	21.712
Auxílio alimentação	6	67	33.072	29.729
Convênio assistencial e outros benefícios	-	1.160	16.178	18.558
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	-	4.000	24.784	30.878
Provisão para férias e 13º salário	40	-	65.683	64.738
Plano de saúde	118	145	27.081	14.764
Indenizações trabalhistas	-	-	21.550	21.478
Participação nos resultados	-	-	43.305	49.267
Administradores	1.747	6.079	10.107	16.975
Encerramento de ordem em curso	-	-	4.318	5.635
(-) Transferência para ordens	-	-	(120.236)	(153.488)
Outros	1.387	-	3.487	(192)
	3.397	12.014	511.397	431.947
Governo				
INSS (sobre folha de pagamento)	472	193	72.851	70.022
ICMS	-	-	2.370.151	2.610.050
PIS/COFINS sobre faturamento	895	326	636.016	1.160.927
Imposto de renda e contribuição social	(1.936)	4.163	252.857	194.597
Obrigações intra-setoriais	-	-	182.552	594.625
Outros	374	135	17.976	17.528
	(195)	4.817	3.532.403	4.647.749
Financiamentos				
Juros e variações cambiais	25.237	20.950	1.190.545	974.801
Aluguéis	451	125	14.306	13.421
Outros	-	-	5.079	8.726
	25.688	21.075	1.209.930	996.948
Acionistas				
Juros sobre capital próprio	122.701	336.433	122.701	336.433
Dividendos distribuídos	150.566	249.600	150.566	249.600
Dividendos propostos	71.698	14.598	71.698	14.598
Lucro retido (Reserva Legal)	23.093	63.224	23.093	63.224
Reserva de retenção de lucro	93.800	385.355	93.800	385.355
Absorção de prejuízos acumulados	415.286	-	415.286	-
Participação dos não controladores	-	-	193.667	222.795
	877.144	1.049.210	1.070.811	1.272.005
Valor adicionado distribuído	906.034	1.087.116	6.324.541	7.348.649

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2012
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A NEOENERGIA S.A. (“Neoenergia” ou a “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto domiciliada no Brasil, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente, o “Grupo”) são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

A sede da Companhia está localizada na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração das demonstrações contábeis em 26 de fevereiro de 2014 as quais estão expressas em milhares de reais, arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas, empresas com controle conjunto e coligadas. Segue a relação de participações segregadas por atividade de negócio:

		Percentual da Participação (%)			
		31/12/13		31/12/12	
Empresas Controladas	Ref	Direta	Indireta	Direta	Indireta
DISTRIBUIÇÃO					
COELBA		87,84	-	87,84	-
CELPE		89,65	-	89,65	-
COSERN		84,45	-	84,45	-
GERAÇÃO					
AFLUENTE GERAÇÃO		87,84	-	87,84	-
BAGUARI I		99,99	0,01	99,99	0,01
BAHIA PCH I		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CIII		99,99	0,01	99,99	0,01
GOIÁS SUL		99,99	0,01	99,99	0,01
ITAPEBI		42,00	35,40	42,00	-
RIO PCH I		70,00	-	75,00	-
TERMOPERNAMBUCO		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CÉU AZUL	(a)	99,99	0,01	99,99	0,01
ENERGYWORKS		99,99	0,01	99,99	0,01
CAPUAVA	(c)	-	100,00	-	100,00
TRANSMISSÃO					
AFLUENTE TRANSMISSÃO		87,84	-	87,84	-
SE NARANDIBA		99,99	0,01	99,99	0,01
POTIGUAR SUL		-	100,00	-	-
COMERCIALIZAÇÃO					
NC ENERGIA		100,00	-	100,00	-
OUTROS					
NEOINVEST		99,99	0,01	99,99	0,01
NEOSERVIÇOS		100,00	-	90,65	9,35
NO&M		100,00	-	-	-
DAVINOPÓLIS		100,00	-	-	-

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

		Percentual da Participação (%)			
		31/12/13		31/12/12	
Empresas com Controle Conjunto	Ref	Direta	Indireta	Direta	Indireta
GERAÇÃO					
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA		51,00	-	51,00	-
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	(e)	-	50,10	50,10	-
CALANGO I	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO II	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO III	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO IV	(a)	-	50,00	50,00	-
CALANGO V	(a)	-	50,00	50,00	-
MEL II	(a)	-	50,00	50,00	-
ARIZONA I	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÉ I	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÉ II	(a)	-	50,00	50,00	-
CAETITÉ III	(a)	-	50,00	50,00	-
OUTROS					
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	(b)	99,00	1,00	99,00	1,00
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	(b)	50,55	-	50,55	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	(b)	50,00	-	50,00	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES	(b)	-	50,00	-	-
Empresas Coligadas					
GERAÇÃO					
ENERGÉTICA CORUMBA III	(d)	-	15,58	-	15,58
NORTE ENERGIA	(a)	-	10,00	-	10,00

(a) Empresas constituídas para construção de novos empreendimentos em geração ou transmissão, os quais se encontram em fase pré-operacional.
(b) Empresas de propósito específico para participação em empresas de geração. Vide nota explicativa nº 14.
(c) Participação através de EnergyWorks. Vide nota explicativa nº 14.
(d) Participação através de Geração CIII. Vide nota explicativa nº 14.
(e) Empresa constituída para construção do empreendimento UHE Telespires com partição indireta por meio da Telespires Participações. Vide nota explicativa nº 14.

2. CONCESSÕES

O Grupo possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permissões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/97	07/08/27
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/00	29/03/30
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/00	29/03/30
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/00	29/03/30
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/97	30/12/27

Transmissão	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
SPE SE Narandiba S.A. (SE Narandiba)	Estado da Bahia	28/01/09	27/01/39
SPE SE Narandiba S.A. (SE Extremoz)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/12	09/05/42
SPE SE Narandiba S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/12	26/08/42
SPE SE Narandiba S.A. (LT C.GRANDE III - CEARA MIRIM 2)	Estado da Bahia	01/08/13	01/08/43
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. (LT CAMAÇARI IV - POLO)	Estado da Bahia	12/04/10	07/08/27

Comercialização	Localidade	Data de Autorização
NC ENERGIA	Rio de Janeiro	16/08/2000

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Geração em Operação	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmed)	Energia Contratada (Mwmed)	Data da Concessão Autorização	Data de Vencimento
AFLUENTE G							
Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - São Desidério - BA	10,6 MW	9,0 MW	9,0 MW	06/08/97	08/08/27
Presidente Goulart	Hidrelétrica - PCH	Rio Correntina - BA	8,0 MW	7,22 MW	8,0 MW	08/08/97	07/08/27
ITAPEBI	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	462 MW	214,3 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
TERMOPERNAMBUCO	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532,7 MW	504,1 MW	455,0 MW	18/12/00	17/12/30
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,1 MW	1,6 MW	1,6 MW	21/12/89	21/12/19
TERMOAÇU (**)	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	368,0 MW	331,0 MW	266,0 MW	09/07/01	08/07/31
RIO PCH I							
Pedra do Garrafão	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	19,0 MW	11,9 MW	11,0 MW	18/12/02	17/12/32
Pirapetinga	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	20,0 MW	12,7 MW	11,0 MW	18/02/02	17/12/32
GOIAS SUL							
Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	21,0 MW	12,4 MW	12,0 MW	18/02/04	17/04/34
Goiandira	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	27,0 MW	17,1 MW	16,0 MW	18/12/02	17/12/32
BAGUARI I	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,0 MW	80,0 MW	39,3 MW	15/08/06	14/08/41
GERAÇÃO CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,4 MW	50,9 MW	30,5 MW	07/11/01	06/11/36
BAHIA PCH I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - BA	25,0 MW	19,6 MW	19,0 MW	10/12/99	09/12/29
DARDANELOS	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/07	02/07/42
ENERGYWORKS							
Kaiser Jacareí	Termelétrica - UTE	Av. Pres.Humberto de Alencar - SP	10,4 MW (*)	7,9 MW	7,9 MW	1998	2028
Kaiser Pacatuba	Termelétrica - UTE	Rodoviária Ceará - CE	5,6 MW (*)	2,9 MW	2,9 MW	1998	-
Com Mogi	Termelétrica - UTE	Rua Paula Bueno - SP	34,9 MW (*)	30,0 MW	30,0 MW	2003	2031
Com Balsa	Termelétrica - UTE	Rua Francisco Manuel da Cruz - PR	10,7 MW (*)	8,7 MW	8,7 MW	2002	2031
Brahma Rio	Termelétrica - UTE	Antiga estrada Rio São Paulo - RJ	14,7 MW (*)	11,6 MW	11,6 MW	1999	2028

Geração em Construção	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (Mwmed)	Energia Contratada (Mwmed)	Data da Concessão/Autorização	Data de Vencimento
BAIXO IGUAÇU	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350,0 MW	172,8 MW	121,0 MW	-	-
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233,0 MW	4.571,0 MW	3460,0 MW	26/08/10	26/08/45
TELES PIRES	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT	1.820,0 MW	915,4 MW	778,1 MW	07/06/11	06/06/46
PARQUES EÓLICOS							
Arizona 01	Eólica	Rio do Fogo - RN	28,0 MW	12,9 MW	-	03/03/11	03/03/46
Mel 2	Eólica	Areia Branca - RN	20,0 MW	9,8 MW	-	24/02/11	24/02/46
Caetité 1	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,3 MW	-	16/10/12	16/10/47
Caetité 2	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	-	04/02/11	04/02/46
Caetité 3	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	-	23/02/11	23/02/46
Calango 1	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	-	26/04/11	26/04/46
Calango 2	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	11,9 MW	-	06/05/11	06/05/46
Calango 3	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,0 MW	-	26/05/11	26/05/46
Calango 4	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	12,8 MW	-	18/05/11	18/05/46
Calango 5	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,7 MW	-	01/06/11	01/06/46

(*) Cogeradoras que garantem o fornecimento em contratos bilaterais.
(**) Em maio de 2013 a Companhia acertou um acordo de compra e venda de sua participação nessa operação. (Vide nota explicativa nº 14, item “g” e movimentação de investimento)

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

3. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação dessas demonstrações financeira estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1 – Base de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- o ativo atuarial de benefício definido é reconhecido como ativo do plano, acrescido do custo de serviço passado e perdas atuariais, deduzido dos ganhos atuariais e do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme explicado na nota explicativa 3.21.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na nota explicativa nº 5.

(a) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

(b) Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPCs) e são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas e as operações em conjunto com ou sem personalidade jurídica são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial ajustada na proporção detida nos direitos e nas obrigações contratuais do Grupo. Os mesmos ajustes são feito tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. No caso da Neoenergia, as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais diferem do IFRS aplicável às

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

demonstrações financeiras separadas, apenas pela avaliação dos investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto conforme IFRS seria pelo custo ou valor justo.

3.2 – Conversão de saldos em moeda estrangeira

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional"). As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia e, também, a moeda de apresentação do grupo.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Controladora e de suas Controladas, os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

3.3 – Reconhecimento de receita

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

a) Receita Faturada

Nas distribuidoras do Grupo os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido por elas. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

b) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada visando adequar as leituras ao período de competência, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

c) Receita de construção

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

As Companhias controladas do Grupo contabilizam receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como igual a zero, considerando que: (i) as atividades fins das Controladas

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

são de distribuição e transmissão de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance de suas atividades fins, ou seja, a distribuição e transmissão de energia elétrica; e (iii) as Controladas terceirizam a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

d) Receita de Juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para as Controladas e para Controladora, e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método custo amortizado pela taxa efetiva com base no tempo e na taxa de juros aplicada sobre o montante em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo. Adicionalmente, para os casos de ativos avaliados a valor justos por meio do resultado, também são efetuados ajustes de marcação a mercado desses ativos e reconhecidos no resultado financeiro.

3.4 – Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio liquido.

As alíquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social (“IR e CS”) são de 25% e 9%, respectivamente.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, as empresas do Grupo adotam o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

As Controladas Coelba, Celpe, Cosern, e Termopernambuco têm direito a redução do Imposto de Renda por meio do incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 10). Até o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, a Controlada Itapebi usufruiu deste incentivo.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto de renda e contribuição social diferido passivo é integralmente reconhecido. O reconhecimento do imposto de renda e contribuição social diferido ativo ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributaria.

Avaliação dos impactos da Medida Provisória 627

No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e concluiu que a não adoção antecipada pode resultar em ajustes, especialmente relacionados com juros sobre capital próprio e dividendos pagos excedentes ao Lucro tributável. A Administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

3.5 - Imposto sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não forem recuperáveis junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e

- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

3.6 – Instrumentos financeiros

a) Ativos Financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, além de outros créditos realizáveis por caixa.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando-se em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

- Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando-se o método da taxa de juros efetiva, menos as perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;

- As Controladas transferiram os seus direitos de receberem fluxos de caixa do ativo ou assumiram uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (a) as Controladas transferiram substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) as Controladas não transferiram nem retiveram substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiram o controle sobre o ativo.

b) Passivos Financeiros

Os passivos financeiros das empresas do Grupo são empréstimos e financiamentos, além dos derivativos classificados como valor justo por meio do resultado. As empresas do Grupo determinam a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros das empresas do Grupo incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

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

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem derivativos

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros e os ajuste decorrentes da aplicação do método são reconhecidos no resultado como despesas financeiras.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

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

c) Valor justo de instrumentos financeiros

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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

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

3.7 – Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros.

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 33).

Os instrumentos financeiros derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

3.8 – Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, três meses ou menos, a contar da data da contratação. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - mantidos para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério pró-rata, que equivalem aos seus valores justos.

3.9 – Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios, energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e também por meio de contratos bilaterais e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

3.10 – Títulos e valores mobiliários

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações financeiras.

3.11 – Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

3.12 – Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

3.13 – Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de Concessão.

Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

A atualização monetária do ativo financeiro reconhecida no resultado é efetuada trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas no patrimônio líquido como Outros Resultados Abrangentes. Na data da revisão tarifária da Coelba e Cosern, que ocorre a cada cinco anos, e da Celpe, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

3.14 – Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada. Inclui principalmente os ativos de geração e ativos administrativos.

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

3.15 – Intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) – Ativos Intangíveis, os ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 – Contrato de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível exceda o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para o cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa nº 17).

3.16 – Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas. O teste de perda por redução ao valor recuperável de ativos intangíveis de vida útil indefinida e ágio por expectativa de rentabilidade futura é efetuado pelo menos anualmente (31 de dezembro) ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e seu valor justo líquido da despesa de venda.

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

Nas distribuidoras do Grupo houve a avaliação do valor de recuperação dos seus ativos com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos.

O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e

- Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

3.17 – Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional e estrangeira são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, o CPC 04 (R1) – Ativo Intangível e CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

3.18 – Taxas Regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei n° 12.783 extinguiu a arrecadação do RGR para parte significativa das empresas do Grupo.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados. A partir de 1º de janeiro de

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

2013, a Lei n° 12.783 extinguiu a arrecadação da CCC para parte significativa das empresas do Grupo.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei n° 12.783 reduziu em 75% a arrecadação da CDE.

d) Programas de Eficientização Energética (PEE)

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

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

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

f) Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

g) Uso de Bem Público

Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica, o qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

h) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos, calculado pelo valor da energia produzida.

3.19 – Participação nos resultados

O Grupo reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício. O valor atribuído a essa participação é registrado como despesa operacional.

3.20 – Distribuição de dividendos

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes e na Interpretação Técnica ICPC 08 – Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social das empresas do Grupo estabelece que no mínimo 25% do lucro líquido anual seja declarado a título de dividendos, após destinação da reserva legal.

Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, as Companhias registram a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “dividendo adicional proposto” no patrimônio líquido.

As empresas do Grupo distribuíram juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para as controladas.

3.21 – Benefícios a empregados

(a) Obrigações de aposentadoria

As empresas do Grupo operam vários planos de pensão. Geralmente, os planos são financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. O Grupo tem planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual o Grupo faz contribuições fixas a uma entidade separada e não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

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

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido, como outros resultados abrangentes, quando ocorrerem.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Com relação a planos de contribuição definida, o Grupo faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. O Grupo não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois de que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

(b) Outras obrigações pós-emprego

A Coelba oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado na empresa até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e mudanças das premissas atuariais são debitados ou creditados ao patrimônio líquido, em outros componentes do resultado abrangente. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.22 – Provisões

O Grupo registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências ambientais, fiscais, trabalhistas e cíveis que, como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

O Grupo também está sujeito a várias reivindicações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento das Companhias do Grupo são baseados na opinião de seus consultores legais. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

3.23 – Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações contábeis. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

3.24 – Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

3.25 – Questões Ambientais

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A Companhia capitaliza durante a fase de construção os gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os "condicionantes ambientais" exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

Os "condicionantes ambientais" correspondem a compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG's e outros entes que promovem a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

3.26 – Segmento de Negócios

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 22 – Informações por segmento, correspondente ao IFRS 8 – Operating segments, segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

3.27 – Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição devem ser contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição, o que inclui a segregação, por parte da adquirida, de derivativos embutidos existentes em contratos hospedeiros na adquirida.

Se a combinação de negócios for realizada em estágios, o valor justo na data de aquisição da participação societária previamente detida no capital da adquirida é reavaliado a valor justo nas datas de aquisição das parcelas adicionais, sendo os impactos reconhecidos na demonstração do resultado.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida a valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas, de acordo com o CPC 38, na demonstração do resultado ou em outros resultados abrangentes. Se a contraprestação contingente for classificada como patrimônio, não deverá ser reavaliada até que seja finalmente liquidada no patrimônio.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Inicialmente, o ágio é mensurado como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho na demonstração do resultado.

Após o reconhecimento inicial, o ágio é mensurado pelo custo, deduzido de quaisquer perdas acumuladas do valor recuperável. Para fins de teste do valor recuperável, o ágio adquirido em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida serem atribuídos a essas unidades.

Quando um ágio fizer parte de uma unidade geradora de caixa e uma parcela dessa unidade for alienada, o ágio associado à parcela alienada deve ser incluído no custo da operação ao apurar-se o ganho ou a perda na alienação. O ágio alienado nessas circunstâncias é apurado com base nos valores proporcionais da parcela alienada em relação à unidade geradora de caixa mantida.

3.28 – Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 641, de 07 de outubro de 2010, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa (“CPC 03”). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado (“CPC 09”).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentação como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.29 – Novas e interpretações de normas que ainda não estão em vigor

As seguintes novas normas e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB, mas não estão em vigor para o exercício de 2013. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

IFRIC 21 - "Taxas". A interpretação esclareceu quando uma entidade deve reconhecer uma obrigação de pagar taxas de acordo com a legislação. A obrigação somente deve ser reconhecida quando o evento que gera a obrigação ocorre. Essa interpretação é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2014.

IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros", aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 foi emitido em novembro de 2009 e outubro de 2010 e substitui os trechos do IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. O IFRS 9 requer a classificação dos ativos financeiros em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A determinação é feita no reconhecimento inicial. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Com relação ao passivo financeiro, a norma mantém a maioria das exigências estabelecidas pelo IAS 39. A principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada para passivos financeiros, a porção de mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil. O Grupo está avaliando o impacto total do IFRS 9. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre o Grupo.

3.30 – Reapresentação das cifras comparativas

Em consonância com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros e CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Financeiras, os valores correspondentes aos balanços patrimoniais consolidados e individuais de 31 de dezembro de 2012 e 2011 e as informações contábeis relativas às demonstrações do resultado do exercício consolidado e individual, dos fluxos de caixa e
dos valores adicionados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 estão reapresentadas, de forma a demonstrar os ajustes decorrentes dos seguintes assuntos:

(a) Aplicação retrospectiva do CPC 19 (R2) / IFRS 11 – Negócios em conjunto, aprovada pela Deliberação CVM nº 694 de 2012, com implementação obrigatória para as demonstrações divulgadas a partir de 1º de janeiro de 2013. As empresas enquadradas como empresas de controle conjunto não são mais consolidadas proporcionalmente. Essas passaram a ser avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

(b) Aplicação retrospectiva do CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a Empregados aprovado pela Deliberação CVM Nº 695, de 13 de dezembro de 2012. Os ajustes ocorreram nas controladas patrocinadoras de planos de benefício a empregados com reflexos no consolidado. Os ajustes decorrentes da alteração da regra contábil englobam as alterações relativas à remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial.

(c) Correção de erro nas controladas de distribuição na apropriação de custos aos ativos vinculados à infraestrutura da concessão.

Em decorrência do processo de Revisão Tarifária Periódica, as Controladas do segmento de distribuição do Grupo realizaram uma revisão dos custos não considerados pela ANEEL na determinação da Base de Remuneração Regulatória – BRR utilizada para fins de definição tarifária, visando validar a pertinência dos registros contábeis à luz das regras societárias.

Após essa revisão constatou-se que alguns gastos foram capitalizados como ativos sem terem aderência às disposições contidas no CPC 27 e CPC 04, que estabelecem os critérios de reconhecimento de ativo imobilizado e intangível, respectivamente. Em decorrência dessa revisão as Controladas procederam aos ajustes retrospectivos dos registros contábeis indevidos, conforme dispõe o CPC 23 – Retificação de Erro.

Os ajustes decorrentes da correção dos erros identificados impactaram na reversão dos gastos capitalizados indevidamente no ativo financeiro e intangível, estorno da atualização monetária sobre o ativo financeiro e da amortização acumulada dos montantes classificados como ativo intangível, e no aumento das despesas nos períodos em que as mesmas incorreram, líquidos dos efeitos tributários e que foram ajustados contra lucros acumulados no balanço de abertura.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Em 2013 os registros contábeis para reconhecimento dos ativos estão em consonância com as referidas normas societárias.

(d) A Companhia e suas controladas alteraram, em 2012, a forma de interpretação e da contabilização de gastos em estudos e projetos. Desta forma, elas estão demonstrando esses reflexos nestas demonstrações contábeis e ajustando os saldos de 31 de dezembro de 2012 e 2011 para as bases comparativas.

(e) Reclassificações

A seguir as principais reclassificações:

- Reclassificação dos créditos a receber referentes ao Subsídio Baixa Renda do grupo de Outros ativos circulantes para Contas a Receber e Encargos de Capacidade Emergencial e Aquisição de Energia Elétrica de Contas a Receber para Outros Ativos Circulantes;
- Apresentação da dívida líquida das garantias vinculadas;
- Os Impostos diferidos representam as diferenças temporárias determinadas pela comparação entre os valores contábeis de ativos e passivos, conforme orientação CPC 32;
- Reclassificação dos Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional do grupo de Outros passivos circulantes para Taxas regulamentares.

(f) Correção de erro no reconhecimento do diferencial de energia comercializada proveniente da Eletronuclear.

A Lei nº 12.111 de 09/12/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletronuclear e estabeleceu que o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 fosse rateado entre todas as distribuidoras.

A Resolução homologatória nº 1.406 de 21/12/2012 definiu os valores do diferencial a ser pago à Eletronuclear por cada distribuidora nos anos de 2013 a 2015 e estabeleceu a cobertura tarifária por meio de um componente financeiro a ser considerado nos processos tarifários.

A seguir estão apresentados os efeitos desses ajustes e reclassificações sobre os saldos divulgados em 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2012:

I. Balanço Patrimonial Consolidado de 01 de janeiro de 2012 e 31 de dezembro de 2012

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

ATIVO	01/01/2012	(a) CPC 19 (R2)	(b) CPC 33 (R1)	(c) Revisão Tarifária	(d) Outros Ajustes	(e) Reclassificações para melhor apresentação	01/01/2012
	(Divulgado)						(Reapresentado)
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	4.255.486	(34.962)	-	-	-	(181.178)	4.039.346
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	2.078.466	(19.593)	-	-	-	13.794	2.072.667
Títulos e valores mobiliários	177.470	(180.685)	-	-	-	160.737	157.522
Impostos e Contribuições a recuperar	365.262	(3.210)	-	-	12	2.612	364.676
Estoques	22.927	(2.920)	-	-	-	-	20.007
Despesas pagas antecipadamente	30.580	(1.380)	-	-	-	(5.905)	23.295
Entidade de previdência privada	6.555	-	-	-	-	-	6.555
Serviços em curso	156.008	-	-	-	-	(89.788)	66.220
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	27.064	-	-	-	-	4.485	31.549
Outros ativos circulantes	105.515	(932)	-	-	1	(26.959)	77.625
TOTAL DO CIRCULANTE	**7.225.333**	**(243.682)**	**-**	**-**	**13**	**(122.202)**	**6.859.462**
NÃO CIRCULANTE							
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	907.912	-	-	-	3.136	-	911.048
Títulos e valores mobiliários	139.142	-	-	-	-	(130.469)	8.673
Impostos e contribuições a recuperar	89.227	(51)	-	-	-	-	89.176
Partes relacionadas	39.192	9.681	-	-	-	3.319	52.192
Dividendos a receber	-	9.657	-	-	-	-	9.657
Impostos e contribuições sociais diferidos	335.265	(1.723)	76.408	103.101	483	353.826	867.360
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	546.207	-	-	-	-	(546.207)	-
Fundos vinculados	55.055	-	-	-	-	(55.055)	-
Depósitos judiciais	302.243	(562)	-	-	-	(3.043)	298.638
Entidade de previdência privada	37.596	-	(4.274)	-	-	-	33.322
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	1.097.347	-	-	(339.799)	-	48.196	805.744
Outros ativos não circulantes	25.744	-	-	-	-	-	25.744
Investimentos	163.873	535.882	-	-	-	-	699.755
Investimentos em coligadas e controladas	136.081	544.862	-	-	-	-	680.943
Outros investimentos	27.792	(8.980)	-	-	-	-	18.812
Imobilizado	3.780.995	(1.142.679)	-	-	10.201	2.534	2.651.051
Intangível	6.889.613	(72.127)	-	(100.925)	(12.709)	(32.047)	6.671.805
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**14.409.411**	**(661.922)**	**72.134**	**(337.623)**	**1.111**	**(358.946)**	**13.124.165**
ATIVO TOTAL	**21.634.744**	**(905.604)**	**72.134**	**(337.623)**	**1.124**	**(481.148)**	**19.983.627**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	01/01/2012	(a) CPC 19 (R2)	(b) CPC 33 (R1)	(c) Revisão Tarifária	(d) Outros Ajustes	(e) Reclassificações para melhor apresentação	01/01/2012
	(Divulgado)						(Reapresentado)
CIRCULANTE							
Fornecedores	798.956	(48.233)	-	-	17.139	9.931	777.793
Empréstimos e financiamentos	812.252	(193.970)	-	-	-	(173)	618.109
Debêntures	433.525	7.693	-	-	-	-	441.218
Salários e encargos a pagar	65.496	(247)	-	-	-	(57)	65.192
Taxas regulamentares	172.486	(1.346)	-	-	-	(63.356)	107.784
Impostos e contribuições a recolher	432.606	(4.414)	43.469	34.474	610	(89.965)	416.780
Dividendos e juros sobre capital próprio	157.954	(9.191)	-	-	-	(86)	148.677
Provisões	46.240	-	-	-	(13)	-	46.227
Obrigações com benefícios pós-emprego	15.233	-	-	-	-	-	15.233
Partes relacionadas	3.276	460	-	-	-	-	3.736
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	3.045	(1.347)	-	-	-	1.949	3.647
Outros passivos circulantes	256.917	(1.241)	-	-	-	(827)	254.849
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.197.986**	**(251.836)**	**43.469**	**34.474**	**17.736**	**(142.584)**	**2.899.245**
NÃO CIRCULANTE							
Fornecedores	61.159	-	-	-	-	-	61.159
Empréstimos e financiamentos	4.315.250	(453.996)	-	-	-	(205.539)	3.655.715
Debêntures	1.199.164	-	-	-	-	-	1.199.164
Taxas regulamentares	102.654	-	-	-	-	(24.652)	78.002
Impostos e contribuições a recolher	10.458	-	-	-	-	-	10.458
Impostos e contribuições sociais diferidos	193.094	-	-	-	-	(193.094)	-
Provisões	186.499	-	-	-	13	85.778	272.290
Obrigações com benefícios pós-emprego	281.188	(8)	220.457	-	-	-	501.637
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	67.246	(45.915)	-	-	-	(1.057)	20.274
Outros passivos não circulantes	37.062	-	-	-	-	-	37.062
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**6.453.774**	**(499.919)**	**220.457**	**-**	**13**	**(338.564)**	**5.835.761**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Capital social	4.739.025	-	-	-	-	-	4.739.025
Reservas de capital	2.288	-	-	-	-	-	2.288
Reservas de lucro	6.045.590	-	(38.185)	-	-	-	6.007.405
Outros resultados abrangentes	61.400	-	5.412	-	-	-	66.812
Proposta de distribuição de dividendos adicional	194.023	-	-	-	-	-	194.023
Lucro/Prejuízo acumulado	-	-	(135.544)	(326.327)	(16.625)	-	(478.496)
Total do patrimônio líquido Controlador	**11.042.326**	**-**	**(168.317)**	**(326.327)**	**(16.625)**	**-**	**10.531.057**
Participação dos não controladores	940.658	(153.849)	(23.475)	(45.770)	-	-	717.564
II. PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	**21.634.744**	**(905.604)**	**72.134**	**(337.623)**	**1.124**	**(481.148)**	**19.983.627**

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

ATIVO	31/12/2012	(a) CPC 19 (R2)	(b) CPC 33 (R1)	(f) RH 1406/12 Energia Eletronuclear	(c) Revisão Tarifária	(d) Outros Ajustes	(e) Reclassificações para melhor apresentação	31/12/2012
	(Divulgado)							(Reapresentado)
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	4.261.877	(493.157)	-	-	-	1.964	-	3.770.684
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	2.079.092	(22.708)	-	-	-	-	-	2.056.384
Títulos e valores mobiliários	186.112	(4.049)	-	-	-	-	(11.019)	171.044
Impostos e Contribuições a recuperar	461.470	(8.945)	-	-	-	(6.941)	-	445.584
Estoques	27.620	(2.972)	-	-	-	-	-	24.648
Despesas pagas antecipadamente	15.155	(1.396)	-	-	-	(1.452)	-	12.307
Entidade de previdência privada	10.351	-	-	-	-	-	-	10.351
Serviços em curso	68.071	-	-	-	-	-	-	68.071
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	34.699	-	-	-	-	-	-	34.699
Outros ativos circulantes	109.014	(905)	-	-	-	1	(3.981)	104.129
TOTAL DO CIRCULANTE	**7.253.461**	**(534.132)**	**-**	**-**	**-**	**(6.428)**	**(15.000)**	**6.697.901**
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	579.061	-	-	-	-	-	3.234	582.295
Títulos e valores mobiliários	40.298	(7.982)	-	-	-	-	11.019	43.335
Impostos e contribuições a recuperar	114.892	(6.673)	-	-	-	-	-	108.219
Partes relacionadas	3.471	46	-	-	-	(2.320)	5.493	6.690
Dividendos a receber	-	564	-	-	-	-	-	564
Impostos e contribuições sociais diferidos	651.209	1	146.562	24.151	159.156	-	-	981.079
Depósitos judiciais	378.620	(562)	-	-	-	-	4.312	382.370
Entidade de previdência privada	28.821	-	(9.724)	-	-	-	-	19.097
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	2.580.049	(1)	-	-	(498.382)	-	-	2.081.666
Outros ativos não circulantes	22.427	(7)	-	-	-	-	-	22.420
Investimentos	322.350	771.436	-	-	-	(26.019)	(1.427)	1.066.340
Investimentos em coligadas e controladas	295.384	779.069	-	-	-	(26.019)	(1.427)	1.047.007
Outros investimentos	26.966	(7.633)	-	-	-	-	-	19.333
Imobilizado	4.554.709	(1.885.159)	-	-	-	(7.764)	14.290	2.676.076
Intangível	6.824.999	(85.545)	-	-	(141.893)	(13.073)	(3.233)	6.581.255
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**16.100.906**	**(1.213.882)**	**136.838**	**24.151**	**(481.119)**	**(49.176)**	**33.688**	**14.551.406**
ATIVO TOTAL	**23.354.367**	**(1.748.014)**	**136.838**	**24.151**	**(481.119)**	**(55.604)**	**18.688**	**21.249.307**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2012	CPC 19 (R2)	CPC 33 (R1)	RH 1406/12 Energia Eletronuclear	Revisão Tarifária	Outros Ajustes	Reclassificações para melhor apresentação	31/12/2012
	(Divulgado)							(Reapresentado)
CIRCULANTE								
Fornecedores	1.097.359	(89.779)	-	56.642	-	(819)	43.567	1.106.970
Empréstimos e financiamentos	718.867	(38.683)	-	-	-	-	-	680.184
Debêntures	436.551	-	-	-	-	-	-	436.551
Salários e encargos a pagar	93.864	(789)	-	-	-	-	-	93.075
Taxas regulamentares	129.479	(2.137)	-	-	-	-	(29.661)	97.681
Impostos e contribuições a recolher	415.144	(22.673)	46.448	9.432	50.106	(157)	(9.436)	488.864
Dividendos e juros sobre capital próprio	190.662	(4)	-	-	-	-	(706)	189.952
Provisões	65.700	(2)	-	-	-	(874)	-	64.824
Obrigações com benefícios pós-emprego	16.313	(15)	-	-	-	-	-	16.298
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	1.077	1.077
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	4.249	(1.275)	-	-	-	-	-	2.974
Outros passivos circulantes	284.976	(1.748)	-	-	-	-	(11.186)	272.042
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.453.164**	**(157.105)**	**46.448**	**66.074**	**50.106**	**(1.850)**	**(6.345)**	**3.450.492**
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	66.435	-	-	20.135	-	-	(2.719)	83.851
Empréstimos e financiamentos	5.340.773	(1.007.345)	-	-	-	-	-	4.333.428
Debêntures	1.127.338	(342.612)	-	-	-	-	-	784.726
Taxas regulamentares	53.129	-	-	-	-	-	-	53.129
Impostos e contribuições a recolher	10.219	-	-	-	-	-	9.436	19.655
Impostos e contribuições sociais diferidos	6.537	-	-	-	-	(1.208)	-	5.329
Provisões	308.449	-	-	-	-	-	18.315	326.764
Obrigações com benefícios pós-emprego	284.789	(27)	421.319	-	-	-	-	706.081
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	72.497	(51.103)	-	-	-	-	-	21.394
Outros passivos não circulantes	70.931	-	-	-	-	-	1	70.932
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**7.341.097**	**(1.401.087)**	**421.319**	**20.135**	**-**	**(1.208)**	**25.033**	**6.405.289**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	4.739.025	-	-	-	-	-	-	4.739.025
Reservas de capital	2.288	-	-	-	-	-	-	2.288
Reservas de lucro	6.782.490	(11.646)	(309.154)	(7.516)	-	-	-	6.454.174
Outros resultados abrangentes	6.451	1	(105.823)	-	-	(26.019)	-	(125.390)
Proposta de distribuição de dividendos adicional	14.598	-	-	-	-	-	-	14.598
Lucro/Prejuízo acumulado	-	1	123.524	(46.879)	(465.405)	(26.527)	-	(415.286)
Total do patrimônio líquido Controlador	**11.544.852**	**(11.644)**	**(291.453)**	**(54.395)**	**(465.405)**	**(52.546)**	**-**	**10.669.409**
Participação dos não controladores	1.015.254	(178.178)	(39.476)	(7.663)	(65.820)	-	-	724.117
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	**23.354.367**	**(1.748.014)**	**136.838**	**24.151**	**(481.119)**	**(55.604)**	**18.688**	**21.249.307**

III. Demonstrações do Resultado Consolidado referentes exercício findo em 31 de dezembro 2012

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	31/12/2012	CPC 19 (R2)	Revisão Tarifária	CPC 33 (R1) Plano de Saúde	RH 1406/12 Energia Eletronuclear	Outros ajustes	31/12/2012
	(Divulgado)						(Reapresentado)
RECEITA LÍQUIDA	**11.810.628**	**(160.255)**	-	-	-	-	**11.650.373**
CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS	**(8.214.537)**	**40.232**	**(137.937)**	**9.082**	**(76.778)**	-	**(8.379.938)**
LUCRO BRUTO	**3.596.091**	**(120.023)**	**(137.937)**	**9.082**	**(76.778)**	-	**3.270.435**
Despesas com vendas	(1.057.306)	-	-	-	-	25.164	(1.032.142)
Despesas gerais e administrativas	(582.343)	15.077	-	-	-	(3.903)	(571.169)
Resultado de participações societárias	(99.027)	12.665	-	-	-	-	(86.362)
Equivalência patrimonial	(1.506)	12.665	-	-	-	-	11.159
Amortização de ágio	(97.521)	-	-	-	-	-	(97.521)
LUCRO OPERACIONAL	**1.857.415**	**(92.281)**	**(137.937)**	**9.082**	**(76.778)**	**21.261**	**1.580.762**
Receitas financeiras	916.765	(11.514)	(35.883)	(25.101)	-	25.100	869.367
Despesas financeiras	(945.481)	37.939	(25.732)	-	-	(50.253)	(983.527)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**1.828.699**	**(65.856)**	**(199.552)**	**(16.019)**	**(76.778)**	**(3.892)**	**1.466.602**
Imposto de renda e contribuição social	(275.949)	29.746	40.425	2.468	14.719	(6.006)	(194.597)
Corrente	(456.996)	29.746	-	-	-	(6.006)	(433.256)
Diferido	9.298	-	65.489	5.446	16.673	-	96.906
Imposto de renda - SUDENE	220.267	-	(25.064)	(2.978)	(1.954)	-	190.271
Amortização ágio e reversão PMIPL	(48.518)	-	-	-	-	-	(48.518)
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	**1.552.750**	**(36.110)**	**(159.127)**	**(13.551)**	**(62.059)**	**(9.898)**	**1.272.005**
Participações dos acionistas não controladores	(276.619)	24.464	20.050	1.647	7.663	-	(222.795)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**1.276.131**	**(11.646)**	**(139.077)**	**(11.904)**	**(54.396)**	**(9.898)**	**1.049.210**

IV. Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012

	Consolidado		
	31/12/12		
	Publicado	Base de Remuneração Regulatória, CPC 19 (R2) e CPC 33 (R1)	Reapresentado
Lucro líquido do período (antes dos impostos)	**1.828.699**	**(362.097)**	**1.466.602**
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.688.849	165.095	1.853.944
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS	(262.758)	(63.418)	(326.176)
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	(334.225)	163.006	(171.219)
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**2.920.565**	**(97.414)**	**2.823.151**
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO			
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(3.034.261)**	**377.678**	**(2.656.583)**
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO			
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**301.265**	**(736.495)**	**(435.230)**
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**187.569**	**(456.231)**	**(268.662)**
Caixa e equivalentes no início do exercício	4.074.308	(34.962)	4.039.346
Caixa e equivalentes no final do exercício	4.261.877	(491.193)	3.770.684
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	**187.569**	**(456.231)**	**(268.662)**

V. Demonstração do Valor Adicionado Consolidado referente ao exercício findo em 31 dezembro de 2012.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Demonstração do valor adicionado		
	31/12/12		
	Publicado (Reclassificado*)	Base de Remuneração Regulatória, CPC 19 (R2) e CPC 33 (R1)	Reapresentado
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR			
Receitas	11.298.540	4.293.418	15.591.958
Insumos adquiridos de terceiros	(5.841.189)	(2.592.041)	(8.433.230)
Valor adicionado bruto	5.457.351	1.701.377	7.158.728
Depreciação e amortização	(505.869)	(184.736)	(690.605)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	4.951.482	1.516.641	6.468.123
Valor adicionado recebido em transferência	589.936	290.590	880.526
TOTAL VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**5.541.418**	**1.807.231**	**7.348.649**
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
Pessoal	331.876	100.071	431.947
Governo	3.336.641	1.311.108	4.647.749
Financiamentos	695.863	301.085	996.948
Acionistas	1.177.038	94.967	1.272.005
TOTAL VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	**5.541.418**	**1.807.231**	**7.348.649**

(*) Contempla as reclassificações para melhor apresentação

4. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as praticas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas e são compostas pelas informações contábeis da Neoenergia e de suas controladas.

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retorno variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle. As empresas controladas estão abaixo relacionadas:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Percentual da Participação (%)					
	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
Empresas Controladas	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
DISTRIBUIÇÃO						
COELBA	87,84	-	87,84	-	87,84	-
CELPE	89,65	-	89,65	-	89,65	-
COSERN	84,45	-	84,45	-	84,45	-
GERAÇÃO						
AFLUENTE GERAÇÃO	87,84	-	87,84	-	87,84	-
BAGUARI I	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
BAHIA PCH I	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CIII	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
GOIÁS SUL	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
ITAPEBI	42,00	35,40	42,00	-	42,00	-
RIO PCH I	70,00	-	75,00	-	75,00	-
TERMOPERNAMBUCO	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CÉU AZUL	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
NORTE ENERGIA	-	10,00	-	10,00	-	10,00
ENERGYWORKS	99,99	0,01	-	-	-	-
CAPUAVA	-	100,00	-	-	-	-
TRANSMISSÃO						
AFLUENTE TRANSMISSÃO	87,84	-	87,84	-	87,84	-
POTIGUAR SUL	-	100,00	-	-	-	-
SE NARANDIBA	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
COMERCIALIZAÇÃO						
NC ENERGIA	100,00	-	100,00	-	100,00	-
OUTROS						
NEOINVEST	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
NO&M	100,00	-	-	-	-	-
DAVINÓPOLIS	100,00	-	-	-	-	-
NEOSERVIÇOS	100,00	-	90,35	99,00	1,00	99,00
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	99,00	1,00	99,00	1,00	-	-
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	50,55	-	50,55	-	100,00	-

Transações com participações de não controladores

Em 23 de dezembro de 2013, a Termopernambuco adquiriu participação adicional de 35,4% das ações da Itapebi pela contraprestação de R$ 503.748. O Grupo passou a deter 77,4% do capital da Itapebi e baixou a participação de não controladores no montante de R$ 103.458. Adicionalmente, registrou uma redução no patrimônio líquido atribuído aos acionistas da Controladora de R$ 400.290. Os efeitos da mudança de participação na Itapebi no patrimônio líquido atribuído aos acionistas da Companhia durante o exercício estão resumidos a seguir:

	31/12/13
Valor contábil da participação de não controladora adquirida	103.458
Contraprestação paga pela participação não controladora	(503.748)
Ágio na aquisição de participação não controladora no patrimônio líquido atribuível aos acionistas controladores	(400.290)

Coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Acordos em conjunto são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como operações em conjunto (joint operations) ou empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

A Companhia alterou seus procedimentos em conformidade com a Deliberação CVM nº 694 de 2012, que determinou a aplicação do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto para o exercício iniciado a partir de 01 de janeiro de 2013. O normativo prevê que os empreendimentos com controle conjunto devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial e não mais consolidadas proporcionalmente. Essa mudança acarretou alterações, nas demonstrações contábeis de abertura do período de 1º de janeiro de 2012 e nas demonstrações de 31 de dezembro de 2012. Esses ajustes estão demonstrados na nota explicativa nº 3.30.

Os critérios contábeis adotados na apuração das informações das controladas foram aplicados uniformemente. As principais práticas de consolidação adotadas foram:

- Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;
- Eliminação das participações no capital, reservas e lucros acumulados das empresas consolidadas;
- Eliminação dos saldos de receitas e despesas decorrentes de negócios entre as empresas.
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, o ágio pago pela Neoenergia S.A. na aquisição de investimentos, o qual é atribuído à concessão, foi classificado no ativo intangível mediante a aplicação do método de aquisição previsto no CPC 15 (R1) – Combinação de negócios. Adicionalmente, houve a classificação dos gastos auferidos e capitalizados na controladora para realização de projetos de suas controladas, principalmente de térmicas já em operação. Esses gastos no consolidado foram alocados juntamente aos ativos atribuíveis construídos, considerados no imobilizado.

5. JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração identificou os seguintes julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras:

- Nota 7 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

- Nota 10 – Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido;
- Nota 16 – Ativos Financeiros da Concessão;
- Nota 14 – Intangíveis;
- Nota 15 – Depreciação;
- Nota 35 – Obrigações de benefícios de aposentadoria;
- Nota 25 – Provisões;
- Nota 28 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica; e
- Nota 34 – Mensuração pelo Valor Justo e Instrumentos Financeiros Derivativos.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir:

a) Bifurcação dos Bens da Concessão do Serviço Público – Ativo Financeiro Indenizável e Ativo Intangível

As Companhias Controladas do Grupo adotam a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados e estimou o ativo financeiro indenizável (distribuição) oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor novo de reposição) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes.

Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, as Companhias adotam a premissa de que será indenizada pelo valor novo de reposição ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteado pela ICPC-01(IFRIC-12).

b) Contratos de Construção

Em atendimento ao CPC 17 e ICPC 01, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura, considerando que no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil não há margem nos serviços de construção.

Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, já que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Sociedade. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

c) Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

d) Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas

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

e) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

f) Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas anualmente.

6. CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA

	Controladora			Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
Caixa e depósitos bancários à vista	138	73	147	68.304	63.363	57.130
Aplicações financeiras de liquidez imediata:						
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	1.197.621	1.159.882	13.088	1.242.905	1.239.928
Fundos de investimento	144.107	1.606.165	1.990.393	1.892.974	2.464.416	2.742.288
	144.245	2.803.859	3.150.422	1.974.366	3.770.684	4.039.346

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor justo ou de realização.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB´s, entre outros. Os valores aplicados são convertidos em cotas com atualização diária e o cálculo do saldo do cotista é feito multiplicando o número de cotas adquiridas pelo valor da cota no dia.

As demais aplicações financeiras referem-se a Certificados de Depósito Bancário - CDB´s, que correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, contratadas pela empresa a percentuais que variam de 95% a 101%, do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), tendo como característica alta liquidez e baixo risco de crédito.

7. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E DEMAIS CONTAS A RECEBER

As contas a receber de clientes e outros estão compostas da seguinte forma:

		Consolidado		
	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Consumidores	(a)	2.691.877	3.013.188	3.112.347
Títulos a receber	(b)	109.936	141.383	93.870
Comercialização de energia na CCEE	(c)	101.302	132.045	84.287
Disponibilização do sistema de distribuição		34.754	49.884	35.157
Serviços prestados a terceiros		17.714	19.090	22.601
Serviços taxados e adminstrativos		59.541	66.560	84.363
Subvenções	(d)	157.138	103.821	23.857
Outros créditos		64.938	73.776	87.817
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(e)	(997.643)	(961.068)	(560.584)
Total		2.239.557	2.638.679	2.983.715
Circulante		1.823.106	2.056.384	2.072.667
Não circulante		416.451	582.295	911.048

(a) Consumidores

	Consolidado								
	Saldos vencidos			Total			PCLD		
	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
Setor Privado									
Residencial	302.801	174.935	620.568	1.098.304	1.258.094	1.387.314	(682.073)	(678.084)	(345.373)
Industrial	131.435	15.209	99.153	245.797	262.379	310.712	(89.361)	(72.837)	(55.017)
Comercial, serviços e outras	213.239	48.964	104.892	367.095	424.401	441.133	(69.627)	(68.836)	(47.096)
Rural	45.184	16.815	81.562	143.561	170.088	164.010	(35.908)	(45.218)	(46.553)
	692.659	255.923	906.175	1.854.757	2.114.962	2.303.169	(876.969)	(864.975)	(494.039)
Setor Público									
Poder público									
Federal	15.379	5.307	4.126	24.812	21.968	21.104	(2.039)	(1.638)	(1.484)
Estadual	155.463	5.702	2.114	163.279	168.650	174.611	(1.497)	(1.106)	(1.438)
Municipal	145.163	12.732	29.266	187.161	206.848	216.482	(25.853)	(23.770)	(29.912)
	316.005	23.741	35.506	375.252	397.466	412.197	(29.389)	(26.514)	(32.834)
Iluminação pública	41.267	9.649	9.996	60.912	67.852	74.271	(7.932)	(3.095)	(2.456)
Serviço público	58.256	5.000	16.180	79.436	92.453	91.452	(12.646)	(7.783)	(11.656)
Fornecimento não faturado	321.520	-	-	321.520	340.455	231.258	-	-	-
Consumidores	1.429.707	294.313	967.857	2.691.877	3.013.188	3.112.347	(926.936)	(902.367)	(540.985)
Circulante				2.288.132	-	2.284.266	(915.738)	(886.646)	(376.151)
Não circulante				403.745	3.013.188	828.081	(11.198)	(15.721)	(164.834)

As contas a receber de consumidores de longo prazo no montante de R$403.745 em 31 de dezembro de 2013 (R$ 566.561 em 31 de dezembro de 2012) representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Inclui juros e multa calculados pró-rata temporis.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(b)Títulos a Receber

Referem-se às contas de fornecimento de energia das empresas geradoras e comercializadoras com os diversos agentes de mercado.

	Consolidado								
	Saldos	Vencidos		Total			PCLD		
	vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
					(Reapresentado)	(Reapresentado)		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Setor público	141	5	2	148	820	4.792	-	(27)	(44)
Setor privado	84.748	12.134	12.906	109.788	140.563	89.078	(17.450)	(17.031)	(6.523)
Total	84.889	12.139	12.908	109.936	141.383	93.870	(17.450)	(17.058)	(6.567)
Circulante				101.773	140.045	91.062	(17.053)	(16.299)	(4.913)
Não circulante				8.163	1.338	2.808	(397)	(759)	(1.654)

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado e os valores líquidos da PCLD são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

(c)Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado.

Os valores do não circulante compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculados a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada à incerteza de sua realização as Companhias constituíram Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito.

(d)Subvenção à Baixa Renda – Tarifa Social

O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

O Decreto Presidencial nº 7.583, de 13 de outubro de 2011 definiu as fontes para concessão de subvenção econômica, a ser custeada com recursos da CDE e com alterações na estrutura tarifária de cada concessionária. A Resolução Normativa ANEEL nº 472, de 24 de janeiro de 2012 estabeleceu a metodologia de cálculo para apurar a Diferença Mensal de Receita – DMR e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora para custear essa diferença.

A referida subvenção é calculada mensalmente pelas distribuidoras do Grupo e submetidas à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse.

(e)Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A Provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com as normas do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, a Administração da Companhia entendeu ser suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL.

	Consolidado			
	Consumidores	Títulos a receber	Outros créditos	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2012 (reapresentado)	(540.985)	(6.567)	(13.032)	(560.584)
Adições	(660.950)	(13.297)	(42.045)	(716.292)
Reversões	216.291	2.806	13.434	232.531
Baixados a reserva	83.277	-	-	83.277
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (reapresentado)	(902.367)	(17.058)	(41.643)	(961.068)
Adições	(236.568)	(3.599)	(13.102)	(253.269)
Reversões	166.803	3.207	1.488	171.498
Baixados a reserva	45.196	-	-	45.196
Saldos em 31 de dezembro de 2013	(926.936)	(17.450)	(53.257)	(997.643)

Nas Distribuidoras do Grupo duas mudanças impactaram nas estratégias de cobrança das Companhias: as decorrentes das regras comerciais promovidas pela resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições aos cortes de consumidores inadimplentes; e os reflexos da Lei 12.212/10 e Decreto 7.583/11, que impactaram a política de diferenciação de tarifas existente para o grupo baixa renda. Antes era considerando tão somente o consumo em kWh ou a auto declaração, para determinar se o cliente era apto ou não a receber a tarifa diferenciada; com a referida lei passou a ser exigido o seu efetivo cadastramento nos planos sociais do Governo, o NIS – Número de Identificação Social, o BPC – Benefício de Prestação Continuada ou NB – Número do Benefício. Tal alteração desencadeou o descredenciamento de quase 2 milhões de clientes, desses mais de 770 mil clientes somente na Celpe, que passaram a ter sua fatura com a tarifa cheia, além de pagar o ICMS, encarecendo a conta de energia desse segmento de clientes, e levando as Companhias a deixar de receber a respectiva subvenção.

Dentre as empresas, a principal impactada em seu resultado, Celpe, com um o total de clientes de cerca de 3,2 milhões de consumidores, preventivamente, selecionou um grupo de clientes com perfil vulnerável às mudanças acima citadas, definindo uma estratégia específica de cobrança, sendo denominado de Conjunto Monitorado, cerca de 360 mil clientes. Nesse conjunto a maior concentração era de clientes da classe residencial e dentro da residencial a maioria possuía perfil de baixo consumo.

A Administração da Companhia Celpe, através de seus órgãos representativos – Diretoria Executiva e Conselho de Administração, além do Comitê de Auditoria, baseada em sua experiência das perdas efetivas da Companhia e em seu melhor entendimento do cenário econômico e regulatório, ainda em 2011, resolveu dar um tratamento especial aos clientes mais vulneráveis às mudanças regulatórias e legais já mencionadas acima.

O Conjunto Monitorado seguiu seu cronograma previsto, ele somente deveria durar o tempo necessário para que os lotes fossem devidamente acionados, e todas as ações de cobrança realizadas. Não houve nenhuma alteração da política de contabilização da PCLD em 2012, tão somente o cumprimento do cronograma inicialmente previsto e iniciado em julho de 2011 e finalizado em dezembro de 2012. Logo, não houve nada em 2012 diferente de 2011, que tenha provocado alteração na contabilização, apenas e tão somente a manutenção da mecânica da ação, isto

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

é, aqueles clientes acionados que não responderam as ações de cobrança, tiveram seus débitos lançados integralmente à PCLD.

Além disso, a partir do segundo semestre de 2011, a Companhia Celpe realizou uma readequação de seus processos de cobrança, contemplando a restrição de ações de reparcelamento e intensificando as ações de campo para os consumidores inadimplentes contumazes. Dessa forma, para aqueles consumidores que não responderam às novas ações de cobrança, a Companhia realizou o provisionamento de seus débitos.

8. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais, a preços e condições de mercado, que estão vinculados como contraparte de garantias oferecidas para participação em leilões de energia, além de aplicações em fundo exclusivo composto por papéis com vencimentos no longo prazo.

					Consolidado		
Agente financeiro	Ref.	Tipo de aplicação	Vencimento	Indexador	31/12/13	31/12/12 Reapresentado	01/01/12 Reapresentado
Disponíveis para venda							
Banco do Brasil		Fundo de Investimento	(*)	CDI	-	-	12
Banco do Brasil	(b)	Fundo BB Polo	(*)	CDI	974	40.636	73.002
Banco Itaú	(c)	Títulos Públicos	set-13	Selic	-	-	28.675
Banco Itaú		CDB	diversos	CDI	11	10	2.267
Banco Itaú		LFT	fev-13 / mai-14	CDIC	766	65.663	999
Banco Itaú		CDB	out-13	CDI	-	-	307
Banco Nordeste do Brasil	(c)	LFT	set-17	CDI	11.661	43.927	-
Bradesco	(b)	Fundo Recife	(*)	CDI	5	11.684	4.782
Bradesco	(b)	Fundo de Investimento	(*)	CDI	4	1.119	7.502
Bradesco		CDB/CDI	Diversos	CDI	-	-	742
Bradesco		LFT	(*)	CDI	867	16	552
Bradesco	(a)	CDB	jan-13 / set-13 / abr-14	CDI	11	2.184	2.000
Bradesco		LFT	mar-13	CDI	529	33	226
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	jun -13 / jan-13/ fev-14 / fev-17	CDI	1.614	7.374	5.555
Caixa Econômica Federal	(c)	CDB	Diversos	CDI	5.623	36.049	5.870
Caixa Econômica Federal	(c)	LFT	Diversos	CDI	-	-	6.261
Votorantim		CDB	dez-12	CDI	-	-	112
Votorantim		CDB	dez-12	CDI	-	-	1.194
Votorantim		CDB	jun-13	CDI	2.651	2.486	14.616
Caixa Econômica Federal		CDB	Diversos	CDI	-	-	10.951
Sul América		Título de capitalização	set-13	TR	5	5	5
Caixa Econômica Federal	(b)	Fundo de Investimento	(*)	Variável	-	1.397	565
Banco Itaú	(a)	CDB	jul-13	CDI	72	68	-
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	-	1.684	-
Votorantim	(a)	CDB	dez-13	CDI	21	44	-
Bradesco	(b)	LFT	diversos	CDI	765	-	-
Caixa Econômica Federal	(b)	CDB	diversos	CDI	5.871	-	-
Total					31.450	214.379	166.195
Circulante					30.418	171.044	157.522
Não circulante					1.032	43.335	8.673

(*) Aplicações sem vencimento pré-determinado

(a) Constituem garantia suplementar para pagamento de contrato de energia.

(b) Aplicações em fundo exclusivo composto por papéis com vencimentos no longo prazo.

(c) Aplicações compostas por papéis com vencimentos no longo prazo e/ou baixa liquidez.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

		Consolidado		
Tipo de aplicação	Indexador	31/12/13	31/12/12	01/01/12
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
CDB	CDI	15.874	49.899	43.614
Títulos Públicos	SELIC/CDI	14.588	109.639	36.713
Fundo de Investimento	CDI/Variável	983	54.836	85.863
Outros	TR	5	5	5
		31.450	214.379	166.195
Circulante		30.418	171.044	157.522
Não circulante		1.032	43.335	8.673

Os CDBs são títulos emitidos por bancos de primeira linha com liquidez diária, recompra garantida, com variação da taxa de juros com base no percentual do CDI, valorização diária, com registro na CETIP e com portabilidade total e imediata.

A mutação dos títulos e valores mobiliários é a seguinte:

Saldos em 1º de janeiro de 2012 (reapresentado)	166.195
Aplicações	825.233
Resgates	(784.457)
Remuneração	7.408
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (reapresentado)	214.379
Aplicações	633.974
Resgates	(821.700)
Remuneração	4.797
Saldos em 31 de dezembro de 2013	31.450

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

		Controladora			Consolidado		
	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante			(Reapresentado)	(Reapresentado)		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de Renda - IR	(a)	107.502	101.252	92.719	251.273	208.160	188.362
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido- CSLL	(a)	2.746	2.956	3.843	65.234	55.032	28.305
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	-	-	-	105.951	114.414	79.371
Programa de Integração Social - PIS	(c)	-	-	-	52.890	13.892	14.807
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	-	-	-	42.709	34.920	38.430
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	(e)	-	-	-	14.671	11.918	9.172
IOF		3.852	3.852	3.811	3.852	3.852	3.811
Imposto sobre Serviços - ISS		-	-	21	1.878	1.477	1.035
Outros		15	648	631	89	1.919	1.383
		114.115	108.708	101.025	538.547	445.584	364.676
Não-Circulante							
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	-	-	-	102.262	105.731	85.052
Programa de Integração Social - PIS	(c)	-	-	-	-	-	303
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	-	-	-	-	-	1.173
Recuperação Fiscal - REFIS	(d)	-	-	-	2.413	2.413	2.412
Outros		-	-	-	74	75	236
		-	-	-	104.749	108.219	89.176
Total		114.115	108.708	101.025	643.296	553.803	453.852

(a) O ativo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipado corresponde, principalmente, aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2° da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos, retenção na fonte referente a serviços prestados e saldo negativo do Imposto de Renda – IR e base de cálculo negativa da CSLL.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(b) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) registrado no ativo está composto principalmente por ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados à prestação de serviços pela Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº. 102, de 11 de julho de 2000.

(c) A Companhia e suas controladas Coelba, Celpe, Cosern e Itapebi impetraram Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 2004, argüindo a inconstitucionalidade da Lei nº. 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurido a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, as Companhias obtiveram o direito de reconhecer o referido crédito, e, observando as exigências do CPC 25, procederam o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil.

Adicionalmente, foi contabilizado pela Controlada Coelba, em outubro de 2013 o reconhecimento do direito do crédito referente ao PIS recolhido à maior, em razão da majoração realizada pelos Decretos nos. 2.445 e 2.249, no período de setembro/88 a outubro/95, inclusive quanto à semestralidade da base de cálculo. Foi impetrado Mandato de Segurança em 1998, cuja decisão foi favorável à Coelba e a certidão do Trânsito em Julgado foi emitida em 29/10/2013.

(d) Crédito decorrente do pagamento de parcelas adicionais a título de Recuperação Fiscal (REFIS), em virtude da existência de uma diferença entre o valor do débito parcelado consolidado e o declarado pela Coelba, derivado de multas moratórias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL. A Companhia impetrou Agravo de Instrumento e obteve a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Vide nota explicativa nº. 25 – Provisões.

(e) Refere-se principalmente ao INSS incidente sobre serviços de operação e manutenção prestados pela controlada Neoserv.

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS CORRENTES E DIFERIDOS

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

		Consolidado		
	Ref.	**31/12/13**	**31/12/12**	**01/01/12**
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de renda e contribuição social	(I)	**310.938**	**478.057**	**321.155**
Diferido ativo		330.880	491.751	329.858
Diferido passivo		(19.942)	(13.694)	(8.703)
Benefícil fiscal do ágio e reversão PMIPL	(II)	**452.034**	**497.693**	**546.206**
Total		**762.972**	**975.750**	**867.361**
Ativo		774.955	981.079	867.361
Passivo		(11.983)	(5.329)	-

(I) Imposto de renda e contribuição social diferido

As Companhias do Grupo registraram os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

constituída a alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições sociais diferidos pelo líquido, conforme CPC 32:

	Ativo						Passivo					
	31/12/13		31/12/12		01/01/12		31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda												
Prejuízos fiscais	138.891	34.726	153.674	38.419	2.131	533	-	-	-	-	-	-
Diferenças temporárias	818.099	204.585	1.464.440	315.739	955.101	242.203	(56.381)	(14.096)	(43.901)	(9.466)	(24.459)	(6.115)
	956.990	239.311	1.618.114	354.158	957.232	242.736	(56.381)	(14.096)	(43.901)	(9.466)	(24.459)	(6.115)
Contribuição Social												
Prejuízos fiscais	138.891	12.502	153.674	13.831	93.462	8.412	-	-	-		-	
Diferenças temporárias	878.536	79.067	1.375.142	123.762	874.565	78.710	(64.969)	(5.846)	(46.979)	(4.228)	(28.759)	(2.588)
	1.017.427	91.569	1.528.816	137.593	968.027	87.122	(64.969)	(5.846)	(46.979)	(4.228)	(28.759)	(2.588)
Total		330.880		491.751		329.858		(19.942)		(13.694)		(8.703)

Estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelos Conselhos de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia e de suas controladas, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pelo pronunciamento técnico CPC 32 – Tributos sobre o lucro, aprovado pela Deliberação CVM nº 599, de 2009. Esses valores correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

		Consolidado			
		31/12/13		31/12/12	
	Ref.	IR	CSLL	IR	CSLL
				(Reapresentado)	
Lucro contábil combinado antes do imposto de renda e contribuição social		1.323.668	1.323.668	1.466.602	1.466.602
Amortização do ágio e reversão da PMIPL		(45.659)	(45.659)	(48.518)	(48.514)
Ajustes decorrentes do RTT	(a)	112.368	107.661	51.205	50.473
Juros sobre capital próprio		(311.899)	(311.899)	(481.738)	(481.738)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste		1.078.478	1.073.771	987.551	986.823
Alíquota do imposto de renda e contribuição social		25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação		269.620	96.639	246.889	88.812
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:					
(+) Adições					
Amortização ágio participação societária		22.710	8.176	24.308	8.751
Perda de equivalência patrimonial		-	-	1.414	508
JSCP		39.949	14.382	38.029	13.690
Juros sobre obras em andamento - JOA		-	17	-	17
Contribuições e doações		579	208	696	250
Multas indedutíveis		262	95	6.505	2.343
Depreciação veículos executivos		243	88	303	109
Excesso despesas previdenciárias		4.330	1.559	3.986	1.435
Participação no resultado		294	105	825	298
Outras adições		21.212	9.905	5.577	5.496
		89.579	34.535	81.643	32.897
(-) Exclusões					
Equivalência patrimonial		(4.102)	(1.477)	(3.810)	(1.371)
Reversão da provisão do ágio		(12.481)	(4.493)	(13.709)	(4.935)
Reversão da PMIPL		(10.855)	(3.484)	(9.841)	(3.543)
Incentivo fiscal SUDENE		(150.545)	-	(208.879)	-
Incentivos audiovisual/Rouanet e PAT		(3.308)	-	(8.428)	-
Efeito regime lucro presumido		(14.580)	(4.399)	(15.005)	(4.703)
Outras exclusões		(27.816)	(10.029)	(7.567)	(1.522)
		(223.687)	(23.882)	(267.239)	(16.074)
Imposto de renda e contribuição social no período		135.512	107.292	61.293	105.635
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)		3.574	1.290	5.104	1.824
Diferido de diferença temporária de RTT		(30.792)	(9.678)	(17.837)	(9.940)
Imposto de renda e contribuição social no resultado		108.294	98.904	48.560	97.519
Corrente		42.575	73.839	122.247	120.738
Recolhidos e Pagos		80.048	81.956	74.840	95.922
Á pagar		36.269	11.661	11.830	12.556
Compensados e deduzidos		14.177	4.221	28.657	22.798
Impostos antecipados a recuperar		(87.919)	(23.999)	6.920	(10.538)
Diferido		65.719	25.065	(73.687)	(23.219)
		108.294	98.904	48.560	97.519

(a) Regime Tributário de Transição

A Medida Provisória nº 449/2008, de 03 de dezembro de 2008, convertida na Lei nº 11.941/09, instituiu o RTT - Regime Tributário de Transição, que tem como objetivo neutralizar os impactos dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei nº 11.638/07, na apuração das bases de cálculos de tributos federais.

A aplicação do RTT foi opcional para os anos de 2008 e 2009 e obrigatória a partir de 2010 para as pessoas jurídicas sujeitas ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (“IRPJ”) de acordo com a sistemática de lucro real ou de lucro presumido.

Foram excluídos na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ajustes contábeis decorrentes da aplicação dos CPCs: Estrutura Conceitual Básica 00 - Reconhecimento de ativos e passivos regulatórios e baixa do ativo diferido, CPC 04(R1) - Ativo Intangível, CPC

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

08(R1) - Custo de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários, CPC 20(R1) - Custos de Empréstimos, CPC 33(R1) - Benefícios a Empregados, CPC 38 - Instrumentos Financeiros e ICPC 01(R1) - Contrato de Concessão.

(II) Benefício fiscal – Ágio incorporado

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM n˚s 319/99 e 349/01.

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e tem origem na aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285 de 31 de julho de 1998.

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 06 de março de 2001.

A amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das controladas nas demonstrações financeiras consolidadas, o valor líquido total de R$ 452.034 (R$ 497.693 em 31/12/2012 e R$ 596.206 em 01/01/2012), que, em essência, representa o crédito fiscal, foi classificado no ativo não circulante como benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de sua realização.

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais para Coelba, agosto de 2001, em 336 parcelas mensais para Celpe, dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais para Cosern, maio de 2004, 248 parcelas mensais para Termopernambuco e dezembro de 2006, em 325 parcelas mensais para Itapebi e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 195, de 07 de junho de 2000 para Coelba, nº 192, de 31 de maio de 2001 para Celpe, nº 474, de 30 de novembro de 2000 para Cosern.

O Despacho nº 2.250, de 20 de dezembro de 2005, alterou a curva autorizada para a amortização do ágio na Coelba.

A curva autorizada por meio da Resolução ANEEL nº. 474, de 30 de novembro de 2000, para a amortização dos ágios nas controladas, estão assim composta:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Curvas de amortização de ágio

Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOP	ITAPEBI	Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE	ITAPEBI
2011	0,04930	0,03983	0,04033	0,05320	0,08710	2023	0,02970	0,02551	0,02045	0,01010	0,00847
2012	0,04750	0,03842	0,03641	0,04640	0,07771	2024	0,02820	0,02442	0,01860	0,00830	0,00727
2013	0,04420	0,03705	0,03480	0,04010	0,06660	2025	0,02680	0,02336	0,01773		0,00625
2014	0,04350	0,03741	0,03342	0,03510	0,05944	2026	0,02540	0,02235	0,01690		0,00536
2015	0,04340	0,03575	0,03202	0,03100	0,05205	2027		0,02138	0,01690		0,00461
2016	0,04180	0,03430	0,02918	0,02630	0,04534	2028			0,01476		0,00396
2017	0,04010	0,03289	0,02798	0,02270	0,02878	2029					0,00340
2018	0,03790	0,03153	0,02682	0,02100	0,01883	2030					0,00292
2019	0,03680	0,03022	0,02573	0,01820	0,01558	2031					0,00250
2020	0,03480	0,02907	0,02335	0,01580	0,01338	2032					0,00215
2021	0,03280	0,02784	0,02238	0,01380	0,01149	2033					0,00185

11. SERVIÇOS EM CURSO

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Serviço próprio	9.121	11.760	24.819
Serviços prestados a terceiros	40.151	55.026	40.281
Transf. fabric. reparo de materiais	1.540	1.285	1.120
Total	50.812	68.071	66.220

Os serviços em curso representam um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que serão utilizados para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária. Quando da conclusão dos serviços esses custos serão transferidos para outras contas patrimoniais e/ou de resultado a depender da natureza do serviço.

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Estão classificados neste grupo os depósitos judiciais recursais à disposição do juízo para permitir a interposição de recurso, nos termos da lei.

		Controladora			Consolidado		
	Ref.	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
Trabalhistas		1.785	1.879	1.870	142.346	115.827	93.172
Cíveis		25	11	11	102.297	82.449	52.371
Fiscais:		119.620	119.357	93.883	163.686	174.499	145.216
PIS / COFINS	(a)	99.684	99.421	93.883	104.532	115.625	110.402
IRRF sobre juros sobre capital próprio		19.936	19.936	-	19.936	19.936	-
Incentivo fiscal SUDENE	(b)	-	-	-	8.508	7.928	7.329
Impostos Municipais	(c)	-	-	-	6.369	5.915	5.450
ICMS	(d)	-	-	-	6.258	5.882	5.717
INSS		-	-	-	9.171	8.629	6.636
CSLL		-	-	-	867	813	759
IOF		-	-	-	6.265	6.265	6.265
Outros		-	-	-	1.780	3.506	2.658
Outros		-	-	-	24.400	9.595	7.879
Total		121.430	121.247	95.764	432.729	382.370	298.638

(a) Em 2006, a Neoenergia impetrou o mandado de segurança nº 2005.51.01.009039-0 visando impedir a cobrança de créditos tributários de PIS/COFINS que supostamente deixaram de ser recolhidos sobre o recebimento de juros sobre capital próprio (JSCP) sendo proferida sentença nos autos do referido processo concedendo a segurança para declarar o direito da Neoenergia de não recolher as contribuições de PIS e COFINS sobre os valores recebidos a título de juros sobre capital próprio e de suas controladas e coligadas, bem como à compensação das parcelas recolhidas indevidamente nos últimos 10 anos, tendo a Fazenda Nacional interposto recurso de apelação. Em 12/04/2010, a 4ª Turma Especializada do Tribunal Regional Federal da 2ª Região deu provimento ao recurso de apelação da União e à remessa necessária, para reformar a sentença

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

favorável à Neoenergia proferida nos autos do referido mandado de segurança. A Neoenergia efetuou o depósito judicial do valor do PIS no montante de R$ 8.719 e da COFINS no montante de R$ 68.167, nos termos do artigo 63, §2º da Lei nº 9.430/96. O restante do valor corresponde à atualização monetária desses saldos depositados.

(b) Na Coelba, em virtude da desistência do processo judicial impetrado contra a Receita Federal que questionava a falta de exclusão da provisão para a manutenção da integridade do PL do cálculo do lucro da exploração, os depósitos judiciais realizados tornaram-se disponíveis para levantamento pela União. O saldo residual contabilizado corresponde aos depósitos feitos em duplicidade em decorrência da notificação feita pela Receita Federal através de carta cobrança, os quais estão sendo questionados judicialmente.

(c) Na Coelba corresponde a depósitos no montante de R$ 2.237 (R$ 2.174 em 2011) realizados frente à necessidade de garantir apresentação dos devidos embargos à execução de processos referentes a autos de infração referentes à substituição tributária de ISS, remoção de galhos em domínio público, IPTU, TLF.

(d) Depósito judicial realizado com a finalidade de suspender o débito referente a auto de infração que questiona o crédito indevido de ICMS sobre aquisições de ativos imobilizados.

Os depósitos judiciais são atualizados mensalmente, pelos índices aplicáveis para a atualização das cadernetas de poupança (TR), nos casos de depósitos de natureza cível e trabalhista e para a atualização dos valores relativos a débitos tributários (Taxa SELIC) para os depósitos de natureza fiscal/tributária.

13. OUTROS ATIVOS

		Controladora			Consolidado		
	Ref.	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
Adiantamentos a empregados		28	13	3	5.631	8.774	2.816
Adiantamentos a fornecedores		63	23	42	29.752	42.121	13.036
Serviços prestados a terceiros		-	-	-	8.517	6.825	6.539
Alienações em curso		-	-	-	1.120	2.096	1.614
RGR a compensar		-	-	-	445	445	647
Precatório - Finsocial/PAES	(a)	-	-	-	5.145	9.240	13.152
Desativações em curso	(b)	-	-	-	-	-	7.514
Dispêndios a reembolsar em curso	(c)	-	-	-	15.367	7.906	11.010
Cobrança extra judicial		-	-	-	6.360	6.255	6.424
Uso mútuo de postes		-	-	-	8.338	7.801	6.584
Sub-rogação CCC		-	-	-	1.457	1.651	1.720
Títulos de crédito a receber		-	-	-	1.638	1.638	1.638
Performance Administração	(d)	15.120	15.120	15.120	15.120	15.120	15.120
Antecipação - Eletrobrás	(e)	167.974	-	-	167.974	-	-
Créditos de veiculação de mídia	(f)	9.804	9.804	9.804	9.804	9.804	9.804
Outros créditos a receber		3.870	369	273	7.636	6.873	5.751
Total		196.859	25.329	25.242	284.304	126.549	103.369
Ativo circulante		13.704	10.147	10.107	93.348	104.129	77.625
Ativo não circulante		183.155	15.182	15.135	190.956	22.420	25.744

(a) Precatórios Federais expedidos em julho de 2003 pela Coelba, com expectativa de realização do saldo, que depende de aprovação em Lei de Orçamento Anual – LOA, em 10 (dez) prestações anuais, iguais e sucessivas, com acréscimo de juros legais, já tendo sido liberadas as 7 (sete) primeiras parcelas anuais.

(b) Referem-se a gastos efetuados em obras de construção/instalação do padrão de entrada e do kit de baixa renda do Programa Luz para Todos, a serem reembolsáveis através de subvenções de recursos do Governo Federal.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(c) Referem-se a gastos efetuados para reforma de equipamentos das usinas geradoras de energia elétrica Baguari e EnergyWorks.

(d) Referem-se a valores a receber dos não controladores da RIO PCH, a Performance Administração, que serão pagos mediante repasse dos proventos (dividendos e JSCP) a que tem direito na empresa. Esses recursos foram adiantados pela Neoenergia a eles para que pudessem realizar aportes para conclusão das obras com a manutenção da participação deles na Companhia.

(e) Referem-se a valores que a Coelba possui a receber da Eletrobrás para a realização de serviços técnicos que serão executados pela distribuidora.

(f) Referem-se a adiantamento concedido pela Bandeirantes para veiculação de mídia.

14. INVESTIMENTOS

Abaixo as informações sobre as investidas:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Investidas	Ref.	Data-base	Ações possuídas (em milhares) Ordinárias	Preferenciais	Participação no capital integralizado %	Capital realizado	Patrimônio líquido	Lucro/Prejuízo líquido no período
COELBA		31/12/13	98.122	67.179	87,84	542.163	2.492.289	495.129
		31/12/12	98.122	67.179	87,84	542.163	2.015.221	663.006
CELPE		31/12/13	66.023	864	89,65	590.174	1.548.592	106.764
		31/12/12	66.023	864	89,65	590.174	1.385.724	(29.261)
COSERN		31/12/13	110.814	31.153	84,47	179.787	888.171	207.669
		31/12/12	110.782	31.153	84,45	179.787	721.695	198.016
ITAPEBI		31/12/13	44.100	-	77,40	25.000	310.430	146.307
		31/12/12	44.100	-	42,00	105.000	398.515	185.744
TERMOPE		31/12/13	262.594	-	100,00	214.570	409.175	5.687
		31/12/12	262.594	-	100,00	214.570	404.668	(1.726)
Neoenergia O&M		31/12/13	87.133	-	100,00	7.082	8.391	1.745
		31/12/12	76.000	-	100,00	-	-	-
BAGUARI I	(a)	31/12/13	87.133	-	100,00	87.133	98.707	14.117
		31/12/12	76.000	-	100,00	87.133	91.230	13.258
GOIAS SUL	(b)	31/12/13	109.643	-	100,00	188.446	194.988	7.895
		31/12/12	109.643	-	100,00	189.196	195.391	10.455
GERAÇÃO C III	(c)	31/12/13	128.566	-	100,00	147.575	161.791	19.847
		31/12/12	70.265	-	100,00	147.575	165.430	17.075
RIO PCH I	(d)	31/12/13	74.166	-	70,00	116.118	126.107	11.220
		31/12/12	74.166	-	70,00	105.951	115.931	12.349
BAHIA PCH I	(e)	31/12/13	49.174	-	100,00	108.937	120.851	12.557
		31/12/12	49.174	-	100,00	108.937	121.728	14.669
SE NARANDIBA		31/12/13	16.000	-	100,00	51.375	57.519	7.797
		31/12/12	16.000	-	100,00	42.090	45.024	3.837
AGUAS DA PEDRA	(f)	31/12/13	145.557	-	51,00	-	-	-
		31/12/12	145.557	-	51,00	-	-	-
TERMOAÇU	(g)	31/12/12	290.047	-	23,93	-	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL		31/12/13	1	-	100,00	279.713	278.583	(723)
		31/12/12	1	-	100,00	5.231	4.824	(36)
NC ENERGIA		31/12/13	13.600	-	100,00	18.877	25.547	15.949
		31/12/12	13.600	-	100,00	13.600	31.405	31.589
NEOSERV	(h)	31/12/13	-	-	100,00	648	8.297	2.393
		31/12/12	-	-	100,00	7.730	16.888	3.648
GARTER		31/12/13	1	-	100,00	-	-	-
		31/12/12	1	-	100,00	-	38	-
AFLUENTE GERAÇÃO	(i)	31/12/13	9.812	6.718	87,84	30.916	43.376	8.369
		31/12/12	9.812	6.718	87,84	30.916	45.165	10.872
AFLUENTE TRANSMISSÃO	(i)	31/12/13	55.416	67.179	87,84	63.085	77.503	19.441
		31/12/12	55.417	67.179	87,84	63.085	79.668	17.691
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	(j)	31/12/13	198.001	-	100,00	422.001	426.144	(3.774)
		31/12/12	198.001	-	100,00	270.001	277.918	(1.596)
NORTE ENERGIA		31/12/13	180.010	-	10,00	-	1.717.325	(30.244)
		31/12/12	180.010	-	10,00	-	1.447.569	(1.121)
ENERGYWORKS	(k)	31/12/13	214.479	-	100,00	117.964	132.089	18.680
		31/12/12	214.479	-	100,00	117.964	126.791	14.623
CAPUAVA	(k)	31/12/13	-	-	100,00	11.456	16.329	5.478
		31/12/12	-	-	100,00	11.456	16.228	5.719
ECIII		31/12/13	-	-	15,58	-	137.956	9.538
		31/12/12	-	-	15,58	-	127.426	-
NEOINVEST		31/12/13	34.620	-	100,00	34.620	6.730	(6.257)
		31/12/12	32.250	-	100,00	32.250	10.669	(3.205)
COMPANHIA HIDROELETRICA TELESPIRES	(l)	31/12/13	-	-	50,10	-	-	-
		31/12/12	-	-	50,10	-	-	-
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	(l)	31/12/13	192.994		50,55	-	-	-
		31/12/12	192.994		100,00	-	(2.135)	-
POTIGUAR SUL		31/12/13	1	-	50,00	12.000	12.002	2
		31/12/12	-	-	50,00	-	-	-
FORÇ. EÓLICA DO BRASIL	(m)	31/12/13	-	-	50,00	-	-	-
		31/12/12	-	-	50,00	-	-	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES	(m)	31/12/13	198.693	-	50,00	-	-	-
		31/12/12	198.693	-	50,00	-	-	-

(a) BAGUARI I

A Baguari I Geração de Energia S.A. foi constituída em 11 de janeiro de 2006, com o propósito de participar do Consórcio UHE Baguari, com participação de 51% da Neoenergia, e onde participam também a SPE (49%) formada por CEMIG e Furnas. O Consórcio UHE Baguari é responsável pela construção e operação da UHE Baguari, empreendimento localizado no rio Doce, no estado de Minas Gerais. A energia será gerada através de quatro unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de 140 MW. As obras para a implantação da

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

UHE se iniciaram em 10 de maio de 2007, e sua entrada em operação comercial ocorreu em 09 de setembro de 2009.

(b) GOIÁS SUL

A Goiás Sul foi criada com o propósito de construir, operar e manter a PCH Goiandira e a PCH Nova Aurora, ambas localizadas no Rio Veríssimo, Goiás. A energia será gerada através de quatro unidades geradoras sendo duas para a PCH Goiandira (27 MW) e duas para a PCH Nova Aurora (21 MW). As obras para a implantação das PCHs se iniciaram em 31 de julho de 2007 e a PCH Goiandira entrou em operação comercial em dezembro de 2010 e a PCH Nova Aurora em março de 2011.

(c) GERAÇÃO CIII

A Geração CIII S.A. foi constituída com o propósito de participar do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com a participação de 60%, onde também participam do consórcio a Companhia Energética de Brasília (CEB) e a Companhia Energética de Goiás (CELG). O Consórcio Empreendedor Corumbá IIII é responsável pela construção da UHE Corumbá III, empreendimento localizado no rio Corumbá, no Estado de Goiás. A energia é gerada através de duas unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de 93,6 MW. As obras para implantação da UHE iniciaram em 31 de agosto de 2007, e sua entrada em operação comercial ocorreu em 24 de outubro de 2009.

(d) RIO PCH I

A Rio PCH I foi constituída em 26 de janeiro de 2007, onde a Neoenergia tem participação majoritária em 70% e os 30% restantes pertencem à Performance Centrais Hidrelétricas Ltda., empresa que possui a autorização das Pequenas Centrais Elétricas de Pirapetinga (20MW) e Pedra do Garrafão (19 MW), no rio Itabapoana, divisa dos estado do Rio de Janeiro e Espírito Santo. As PCHs Pirapetinga e Pedra do Garrafão entraram em operação comercial em agosto e setembro de 2009, respectivamente.

(e) BAHIA PCH I

A Bahia PCH I foi criada com o propósito de construir, operar e manter a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Sítio Grande, localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério – BA. A energia é gerada através de duas unidades geradoras que tem potência instalada de 25 MW. Sua entrada em operação comercial ocorreu em julho de 2010, com venda de energia através de contrato bilateral a partir de dezembro de 2009.

(f) ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA (DARDANELOS)

A Neoenergia adquiriu no leilão de energia nº 004/06, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 10 de outubro de 2006, a concessão para construção da Usina Hidrelétrica (UHE) de Dardanelos, com potência de 260 MW, localizada no rio Aripuanã, no estado do Mato Grosso. O Consórcio Aripuanã, formado pela Neoenergia (51%), Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e ELETRONORTE, é responsável pela construção da UHE Dardanelos. A UHE entrou em operação comercial em agosto de 2011.

(g) TERMOAÇU

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A Termoaçu é uma usina termelétrica que tem como acionistas a Neoenergia e a Petrobras. A energia elétrica gerada é destinada a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo Neoenergia e o vapor é usado pela Petrobras para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região.

Em 18 de abril de 2005 foi firmado um Acordo de Acionistas que ratificou a transferência da gestão operacional do projeto Termoaçu para a Petrobras, motivo pelo qual essa empresa foi consolidada na Neoenergia proporcionalmente ao percentual de participação. A Neoenergia continuará reconhecendo em seu resultado individual (Controladora) e em sua demonstração separada a equivalência patrimonial dos resultados auferidos pela Termoaçu.

Em 08 de setembro de 2008, em razão de impasse em relação às condições comerciais da Termoaçu, os acionistas decidiram iniciar procedimento arbitral e firmaram um acordo de cooperação, garantindo o início da operação e estabelecendo disposições transitórias até a conclusão do processo. Como parte do acordo de cooperação, foi firmado contrato de locação pela Termoaçu à Petrobras, que deverá explorar, operar e manter as instalações da Usina.

As partes acordaram que a decisão do tribunal arbitral deverá retroagir para abranger no cálculo da condenação o período de vigência do Acordo de Cooperação.

Em 14 de maio de 2013 foi firmado junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, um acordo de compra e venda de ações onde a Neoenergia se compromete a alienar a totalidade das ações que detém da Termoaçu pelo montante de R$ 146,5 milhões. Em 12 de dezembro de 2013 a Companhia antecipou o recebimento deste valor junto ao Banco do Brasil pelo montante atualizado de R$ 150,5 milhões. A perda gerada para a Companhia nesta operação foi de R$ 53,5 milhões.

(h) NEOENERGIA SERVIÇOS

Em 08 de novembro de 2001, a Neoenergia, em sociedade com a NC Energia S.A. constituiu a Termo NC Ltda., que a partir de 12 de julho de 2007 adotou a razão social de Neoenergia Serviços LTDA. - NEOSERV. A Neoenergia detém em conjunto com a NC Energia 100% do capital total da NEOSERV.

(i) AFLUENTE GERAÇÃO E AFLUENTE TRANSMISSÃO

A Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. foi constituída em 31 de agosto de 2005, atendendo a segregação de atividades na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba no processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro, determinado pelo Governo Federal e em atendimento ao contrato de concessão firmado entre a Coelba e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que anui com a versão patrimonial e consequentemente transfere a concessão de geração e transmissão de energia elétrica para uma empresa subsidiária.

A controlada comunicou, através de fato relevante, publicado em 16 de janeiro de 2009, que os diretores da Afluente e da Imanisse Participações S.A. (“Imanisse”), ambas controladas pela Neoenergia S.A., celebraram Protocolo e Justificação de Cisão Parcial da Afluente (“Protocolo de Cisão”), tendo por objeto a reestruturação societária da Afluente, mediante a cisão parcial dos ativos e passivos relacionados a atividade de transmissão desta controlada, e a incorporação desta parcela cindida pela Imanisse. Em reunião de Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, realizada no dia 1º de dezembro de 2009, foi aprovado o Processo de Cisão da Afluente. A cisão parcial da Afluente G foi submetida à deliberação de seus acionistas em 29 de dezembro de 2009 e aprovada em Assembleia Geral Extraordinária de cada uma destas companhias, com a

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

absorção da parcela cindida de seu patrimônio no montante de R$ 63.084, em virtude do acervo líquido vertido, pela Afluente T (atual denominação social da Imanisse Participações S.A.).

(j) BELO MONTE PARTICIPAÇÕES

A Neoenergia possui a participação de 100% em Belo Monte Participações, empresa de propósito especifico constituída para participar com 10% na Norte Energia S.A., empresa constituída para efetuar a construção da usina hidrelétrica Belo Monte, no Rio Xingu, Estado Pará com a potência instalada de 11.233 MW. Os principais acionistas na Norte Energia são as empresas do Grupo Eletrobrás (49,98%), Petros e Funcef (20%), Cemig e Light (10%) e Vale (9%).

(k) ENERGYWORKS

Em 03 de janeiro de 2011 a Neoenergia firmou contrato com o Grupo Iberdrola, seu acionista, para compra da empresa de cogeração EnergyWorks do Brasil Ltda., que possui seis plantas de geração de energia elétrica e vapor, movidas a gás natural, instaladas em indústrias dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Ceará.

A EnergyWorks tem uma capacidade instalada atual de 93 MW e produção de 405 ton/h de vapor. A empresa foi fundada nos Estados Unidos em 1995 pela Pacific Corporation e iniciou suas operações em 1997, sendo a primeira de cogeração a operar no Brasil com plantas na modalidade de Produtor Independente de Energia & PIE.

(l) TELES PIRES

No dia 17 de dezembro de 2010, a SPE Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A. adquiriu no leilão de energia A-5, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a concessão para a construção da Usina Hidrelétrica de Teles Pires e as respectivas instalações de transmissão possuindo na época como acionistas o Grupo Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht Participações e Investimentos (0,9%).

A Usina será construída no rio Teles Pires, entre os municípios de Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA) e terá potência instalada de 1.820 MW. A parcela de energia produzida e negociada no leilão será objeto de contratos de comercialização de energia, com prazo de duração de 30 anos e início de suprimento em 1º de janeiro de 2015.

Em 2011, foi constituída a empresa Teles Pires Participações S/A com o objetivo de captar recursos para investimentos no projeto. À época, a SPE era controlada 100%pela Neoenergia S/A – passando esta então a ser controladora indireta da Companhia Hidrelétrica Teles Pires. Em 2012, as empresas Furnas e Eletrosul também se tornaram sócias da Teles Pires Participações S/A, passando esta empresa a deter 99,1% de participação na Companhia Hidrelétrica Teles Pires.

(m) FORÇA EÓLICA DO BRASIL

Em agosto de 2010, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renovables e a Iberdrola Renováveis do Brasil, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, os contratos de venda de energia de nove parques eólicos (capacidade instalada total de 258 MW. Os parques foram construídos na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola, a Neoenergia, construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico (Caetité 1) com capacidade de 30 MW, totalizando 288 MW de capacidade instalada em recursos eólicos. Os 10 parques

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

estavam previstos para entrar em operação entre os meses de janeiro e setembro de 2013. Entretanto, apesar do término da fase de construção dos parques eólicos, o inicio das operações ocorrerá somente quando a construção das linhas de transmissão for finalizada que está prevista para junho de 2014.

A parceria entre as 3 empresas constituiu a Força Eólica do Brasil S/A - empresa controladora das SPEs Caetité 1, Caetité 2, Calango 1, Calango 4 e Calango 5 e da FE Participações S/A. A FE Participações S/A foi constituída com o intuito de captar recursos para investimento em seus respectivos projetos e por esta razão é acionista direta das SPEs Arizona 1, Caetité 3, Calango 2, Calango 3 e Mel 2. Em 2011, a Iberdrola Renováveis do Brasil adquiriu a participação da Iberdrola Renovables na Força Eólica do Brasil, ficando igualitária a participação acionária da Neoenergia e da Iberdrola (50%).

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2012
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Apresentamos abaixo a movimentação do saldo de investimentos:

Controladora

	Saldos em 31 de dezembro de 2012	Aumento de capital	Redução de capital e venda de participação	Outros resultados abrangentes	Equivalência patrimonial	Amortização de ágio	Dividendos e JSCP	Saldos em 31 de dezembro de 2013
NEOINVEST.	10.668	2.370	-	-	(6.309)	-	-	6.729
COELBA	2.155.960	-	-	86.566	435.546	(33.258)	(103.058)	2.541.756
CELPE	1.666.790	-	-	60.308	96.911	(34.167)	(11.199)	1.778.643
COSERN	783.512	-	-	263	175.363	(14.543)	(35.058)	909.537
ITAPEBI	190.984	-	(33.600)	-	61.474	(2.351)	(64.845)	151.662
TERMOPE	426.627	-	-	-	5.687	(3.458)	(1.183)	427.673
Neoenergia O&M		7.082	-	-	1.745	-	(436)	8.391
BAGUARI I	91.230	-	-	-	14.694	-	(7.217)	98.707
GOIAS SUL	195.390	-	(750)	-	7.895	-	(7.547)	194.988
GERAÇÃO CIII	165.430	-	-	-	19.913	-	(23.553)	161.790
RIO PCH I	95.980	-	-	-	8.090	-	(967)	103.103
BAHIA PCH I	121.728	-	-	-	12.557	-	(13.434)	120.851
SE NARANDIBA	45.024	9.285	-	-	7.797	-	(4.586)	57.520
AGUAS DA PEDRA	185.449	-	-	-	33.974	-	(22.866)	196.557
TERMOAÇU	172.157	-	(199.994)	26.019	1.818	-	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL	4.824	274.482	-	-	(722)	-	-	278.584
NC ENERGIA	30.682	6.000	-	(547)	15.949	-	(26.536)	25.548
NEOSERV	14.673	-	(7.082)	1.267	2.393	-	(2.955)	8.296
GARTER	39	-	-	-	-	-	-	39
AFLUENTE GERAÇÃO	39.674	-	-	-	7.392	-	(8.969)	38.097
AFLUENTE TRANSMISSÃO	69.983	-	-	-	17.078	-	(18.980)	68.081
BELO MONTE PART.	275.139	150.480	-	-	(3.736)	-	-	421.883
ENERGY WORKS	151.951	-	-	-	18.680	(1.899)	(13.381)	155.351
BAHIA PCH II	878	-	-	-	-	-	-	878
TELES PIRES	181.172	357.499	-	-	(17.935)	-	-	520.736
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	214.272	19.930	-	-	1.171	-	(1.973)	233.400
DAVINÓPOLIS	-	146	-	-	-	-	-	146
TOTAL	**7.290.216**	**827.274**	**(241.426)**	**173.876**	**917.425**	**(89.676)**	**(368.743)**	**8.508.946**

Consolidado

	Saldos em 31 de dezembro de 2012	Aumento de capital	Redução de capital e venda de participação	Outros resultados abrangentes	Equivalência patrimonial	Amortização de ágio	Dividendos e JSCP	Saldos em 31 de dezembro de 2013
AGUAS DA PEDRA	185.449	-	-	-	33.974	-	(22.866)	196.557
TERMOAÇU	172.157	-	(199.994)	26.019	1.818	-	-	-
NORTE ENERGIA	271.463	153.459	-	-	(4.173)	-	-	420.749
ENERGÉTICA CORUMBA	22.494	-	-	-	1.553	-	(500)	23.547
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	181.172	357.499	-	-	(17.935)	-	-	520.736
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	214.272	19.930	-	-	1.171	-	(1.973)	233.400
DAVINÓPOLIS	-	146	-	-	-	-	-	146
TOTAL	**1.047.007**	**531.034**	**(199.994)**	**26.019**	**16.408**	**-**	**(25.339)**	**1.395.135**

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

15. IMOBILIZADO

Por natureza, o valor dos ativos imobilizados da controladora e do consolidado estão composto da seguinte forma:

	31/12/13				31/12/12	01/01/12
	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Depreciação amortização acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,00%	28.345	(3.731)	24.614	25.744	26.880
Máquinas e equipamentos	4,68%	1.162	(747)	415	104	163
Veículos	20,00%	302	(126)	176	17	31
Móveis e utensílios	9,42%	322	(267)	55	83	111
		30.131	(4.871)	25.260	25.948	27.185
Em curso						
Terrenos		78		78	78	78
Máquinas e equipamentos		598	-	598	369	-
Móveis e utensílios		-	-	-	168	-
Outros		6	-	6	4	5
		682	-	682	619	83
Total		30.813	(4.871)	25.942	26.567	27.268

(a) Corresponde basicamente ao edifício sede da Controladora localizado no Rio de Janeiro.

		Consolidado						
		31/12/13					31/12/12	01/01/2012
	Ref.	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Depreciação amortização acumulada	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							(Reapresentado)	(Reapresentado)
Terrenos			64.375	-	-	64.375	71.126	63.100
Reservatórios, barragens e adutoras			968.802	(120.732)	-	848.070	860.023	881.525
Edificações, obras civis e benfeitorias		4,00%	572.129	(178.626)	-	393.503	409.619	424.307
Máquinas e equipamentos		5,00%	1.602.921	(495.478)	-	1.107.443	1.111.620	1.164.795
Veículos		20,00%	2.214	(1.239)	-	975	670	1.192
Móveis e utensílios		9,00%	3.426	(2.417)	-	1.009	889	3.064
Outros			-	-	-	-	-	-
			3.213.867	(798.492)	-	2.415.375	2.453.947	2.537.983
Em curso								
Terrenos	(b)		58.806	-	-	58.806	20.898	140
Reservatórios, barragens e adutoras			73.694	-	-	73.694	11.644	9.506
Edificações, obras civis e benfeitorias	(a)		105.367	-	-	105.367	5.598	2.010
Máquinas e equipamentos	(a)		21.182	-	-	21.182	78.237	17.308
Veículos			189	-	-	189	329	-
Móveis e utensílios			2.089	-	-	2.089	2.091	876
Material em depósito			23.039	-	-	23.039	21.290	21.290
Outros	(a)		163.293	-	-	163.293	82.042	61.938
			447.659	-	-	447.659	222.129	113.068
Total			3.661.526	(798.492)	-	2.863.034	2.676.076	**2.651.051**

(a) Referem-se principalmente a parcela do Grupo Neoenergia nos gastos incorridos no consórcio Geração Céu Azul para construção da UHE Baixo Iguaçu no montante de R$ 207 milhões.

(b) Corresponde a áreas onde estão as instalações ou que foram afetadas pela implementação dos projetos em construção, tais como: UHE Telespires e diversos parques eólicos. Permaneceram em andamento até que todos os procedimentos regulatórios de incorporação ao acervo de ativos do projeto (“Unitização”) sejam concluídos.

A movimentação do imobilizado consolidado é como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Em serviço				Em curso			
	Custo	Depreciação acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2012 (reapresentado *)	3.125.808	(587.825)	-	2.537.983	113.068	-	113.068	2.651.051
Adições	-	-	-	-	125.939	-	125.939	125.939
Baixas	(4.673)	4.088	-	(585)	3.218	-	3.218	2.633
Depreciação	-	(103.742)	-	(103.742)	-	-	-	(103.742)
Transferências	64.723	(44.432)	-	20.291	(20.096)	-	(20.096)	195
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (reapresentado *)	3.185.858	(731.911)	-	2.453.947	222.129	-	222.129	2.676.076
Adições	-	-	-	-	308.798	-	308.798	308.798
Baixas	(56.815)	32.563	-	(24.252)	-	-	-	(24.252)
Depreciação	-	(99.144)	-	(99.144)	-	-	-	(99.144)
Transferências	84.824	-	-	84.824	(83.268)	-	(83.268)	1.556
Saldos em 31 de dezembro de 2013	3.213.867	(798.492)	-	2.415.375	447.659	-	447.659	2.863.034

16. CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO (ATIVO FINANCEIRO)

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 10, de 07 de agosto de 1997 e aditivos posteriores, nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores, e nº 08, de 31 de dezembro de 1997 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Coelba, Celpe, Cosern, Afluente T, SE Narandiba e Afluente G (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica pelas Companhias, onde:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;

- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e

- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de energia elétrica das controladas, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição e transmissão de energia elétrica, abrangendo:

Distribuidoras:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

(b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 17).

Transmissoras:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente;

(b) Parcela refere-se a recebíveis, junto ao poder concedente, que incondicionalmente pela construção, disponibilização e entrega de rede de transmissão, tem de entregar, direta ou indiretamente, caixa ou equivalentes de caixa. Esses valores são mensurados pelo método de fluxos de caixa futuros estimados de tarifas (RAP), descontados pela taxa interna de retorno do projeto.

(c) Reconhecimento da receita de operação e manutenção em montante suficiente para fazer face aos custos para cumprimento das obrigações de operação e manutenção previstas em contrato de concessão.

(d) Reconhecimento da Receita Financeira sobre os direitos de recebíveis junto ao poder concedente decorrente da remuneração pela taxa interna de retorno do projeto.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição e transmissão, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível das controladas é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

Nas Distribuidoras:

(a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e

(b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Nas Transmissoras:

(a) Parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS conforme contrato e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada; e

(b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Segue composição consolidada do ativo financeiro de concessão:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

		Consolidado		
	Ref	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Recebíveis	(1)	135.515	97.790	96.687
Indenização	(2)	2.252.471	2.018.575	740.606
Total		2.387.986	2.116.365	837.293
Circulante		34.320	34.699	31.549
Não circulante		2.353.666	2.081.666	805.744

(1) Valores de fluxo de caixa futuros das transmissoras projetados descontados a taxa interna de retorno dos projetos de parcelas tarifárias correspondentes a remuneração pela infraestrutura (RAP).

(2) Parcela de valores residual de ativos permanentes ao fim do contrato de concessão.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) e aos recebíveis das transmissoras está assim apresentada:

	Ref.	Consolidado
Saldos em 01 de janeiro de 2012 (Reapresentado)		837.293
Adições		15.944
Baixas		(67.426)
Amortização/reversão		(31.743)
Transferências	(a)	1.239.702
Remuneração recebíveis das transmissoras	(b)	29.276
Atualização monetária / valor justo	(c)	93.319
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado)		2.116.365
Adições		30.982
Baixas		(11.183)
Amortização/reversão		(20.419)
Transferências	(a)	140.115
Remuneração recebíveis das transmissoras	(b)	33.183
Atualização monetária / valor justo	(c)	98.943
Saldos em 31 de dezembro de 2013		2.387.986
Circulante		34.320
Não circulante		2.353.666

(a) Transferência do Intangível devido a remensuração da infraestrutura da concessão, em decorrência das novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 474/12 (vide comentários nota explicativa 17) nas distribuidoras Coelba, Celpe e Cosern, no montante de R$ 515.400, R$ 79.426 e R$ 91.349, respectivamente, totalizando o montante de R$ 686.175. Também corresponde a transferência do intangível pelo processo de novos ativos incorporados nas distribuidoras anteriormente já citadas nos montantes de R$ 433.105, R$ 91.298 e R$ 64.626, respectivamente, totalizando R$ 589.029. Adicionalmente houve uma transferência para ativo intangível na geradora Afluente G no montante de R$ (312).

(b) Remuneração dada pela aplicação da taxa interna de retorno dos projetos de transmissão sobre os recebíveis de concessão das empresas Afluente T e Narandiba.

(c) Atualização do ativo financeiro das distribuidoras.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

As concessões das Companhias de distribuição e transmissão não são onerosas, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. As concessões outorgadas têm prazo de vigência de 30 anos e os contratos de concessão prevêem a possibilidade de prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária. Em caso de extinção da concessão pelo advento do termo final do contrato ou outra das hipóteses que prevê, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante de indenização devida às Companhias, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

17. INTANGÍVEL

Por natureza, o ativo intangível da controladora e consolidado está constituído da seguinte forma:

		31/12/2013				31/12/12	01/01/12
	Ref	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Direito de uso de software		20%	431	(276)	155	189	239
Outros	(a)		48.457	(5.721)	42.736	44.644	46.550
			48.888	(5.997)	42.891	44.833	46.789
Em curso							
Outros			573	-	573	841	9.310
			573	-	573	841	9.310
Total			49.461	(5.997)	43.464	45.674	56.099

(a) Corresponde gastos com estudos e projetos realizados para participação em concorrências públicas por concessões diversas do segmento de energia, vencidas ou ainda a ocorrer.

	Consolidado						
	31/12/13					31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Direito de uso da concessão	5,28%	14.149.673	(6.550.441)	(1.675.040)	5.924.192	5.624.246	5.636.034
Ágio atribuído a concessão	4,57%	2.352	-	-	2.352	-	2.352
Direito de uso de software	19,61%	4.356	(2.029)	-	2.327	716	1.229
Outros		15	-	-	15	378	46.776
		14.156.396	(6.552.470)	(1.675.040)	5.928.886	5.625.340	5.686.391
Em curso							
Direito de uso da concessão		1.537.169	-	(217.027)	1.320.142	953.058	975.857
Direito de uso de software		2.656	-	-	2.656	911	248
Outros		574	-	-	574	1.946	9.309
		1.540.399	-	(217.027)	1.323.372	955.915	985.414
Total		15.696.795	(6.552.470)	(1.892.067)	7.252.258	6.581.255	6.671.805

De acordo com os artigos nº s 63 e 64 do Decreto n° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços,

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A movimentação do saldo do direito de uso da concessão está demonstrada a seguir:

	Em serviço				Em curso			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2012 (Reapresentado*)	13.062.504	(5.547.848)	(1.828.265)	5.686.391	1.093.402	(107.988)	985.414	6.671.805
Adições	-	-	-	-	2.098.343	(247.692)	1.850.651	1.850.651
Baixas	(388.934)	281.680	513	(106.741)	(16.037)	-	(16.037)	(122.778)
Amortização	-	(639.037)	101.687	(537.350)	-	-	-	(537.350)
Transferências - intangiveis	1.467.170	-	(92.937)	1.374.233	(1.467.170)	92.937	(1.374.233)	-
Transferências - ativos financeiros	(861.078)	-	118.394	(742.684)	(586.573)	88.842	(497.731)	(1.240.415)
Transferências - outros	5.538	(54.435)	388	(48.509)	(3.361)	11.212	7.851	(40.658)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado*)	13.285.200	(5.959.640)	(1.700.220)	5.625.340	1.118.604	(162.689)	955.915	6.581.255
Adições	(97)	67	(136)	(166)	1.609.677	(228.027)	1.381.650	1.381.484
Baixas	(127.113)	90.377	-	(36.736)	(12.877)	-	(12.877)	(49.613)
Amortização	-	(677.922)	108.960	(568.962)	-	-	-	(568.962)
Transferências - intangiveis	692.239	-	(94.617)	597.622	(692.239)	94.617	(597.622)	-
Transferências - ativos financeiros	279.339	-	-	279.339	(499.021)	79.567	(419.454)	(140.115)
Transferências - outros	26.828	(5.352)	10.973	32.449	16.255	(495)	15.760	48.209
Saldos em 31 de dezembro de 2013	14.156.396	(6.552.470)	(1.675.040)	5.928.886	1.540.399	(217.027)	1.323.372	7.252.258

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro). (Vide nota explicativa nº 17).

A Resolução Normativa ANEEL n◦ 474 de 07/02/2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição.

Anteriormente à edição da Resolução ANEEL 474, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, variando entre 21 e 24 anos. Com a implementação da Resolução ANEEL 474, a vida útil desses ativos passou a se situar entre 25 e 28 anos, com média de 26 anos, o que corresponde ao acréscimo de 4 anos em relação à vida útil econômica média anterior.

Considerando esse aumento da vida útil, houve uma diminuição da amortização e um aumento da parcela residual da infra-estrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão. Como consequência, após análise dos aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, foi efetuada uma redistribuição da infra-estrutura que é classificada no ativo intangível e no ativo financeiro, sem

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

As controladas realizaram os cálculos para determinar a nova estimativa de valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão e do montante atribuível ao ativo intangível. Considerando os aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, essa remensuração da infraestrutura resultou em uma reclassificação da conta de ativo intangível para o ativo financeiro (Vide nota explicativa nº 15 e 16), sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

Uso do Bem Público (UBP)

De acordo com o OCPC 05, para os contratos de concessão de geradoras em que se entende que o direito e a correspondente obrigação nascem para o concessionário simultaneamente quando da assinatura do contrato de concessão (autorização), o ativo intangível é inicialmente (no termo de posse) mensurado pelo custo. No caso de outorga fixa, o custo corresponde aos valores já despendidos e a despender no futuro devem ser reconhecidos a valor presente, conforme dispositivos do Pronunciamento Técnico CPC 12 – Ajuste a Valor Presente. Em se tratando de outorga variável, por exemplo, com base na receita do período, seu montante deve ser registrado como despesa do período concomitantemente à receita que o tenha originado.

Assim a Companhia contabilizou os registros do direito de Uso de Bem Público, os quais foram descontados ao custo médio ponderado de capital (“Weighted Average Cost Of Capital – WACC”) na data de início da concessão. O ativo intangível vem sendo amortizado de forma linear ao longo da vida útil econômica da concessão, enquanto o passivo atualizado ao valor presente, acrescido da taxa de desconto mais a inflação do período.

18. FORNECEDORES

A Composição do saldo em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012 é como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Controladora			Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	01/01/12 (Reapresentado)
Energia elétrica	-	-	-	639.992	748.127	414.854
Terceiros	-	-	-	634.873	748.127	410.964
Partes Relacionadas	-	-	-	5.119	-	3.890
Encargos de uso da rede	-	-	-	60.212	100.531	65.191
Terceiros	-	-	-	60.212	100.531	65.191
Materiais e serviços	2.753	2.078	2.422	350.193	278.444	298.974
Terceiros	2.753	2.078	2.422	348.155	278.444	298.897
Partes Relacionadas	-	-	-	2.038	-	77
Energia livre	-	-	-	68.912	63.719	59.933
Total	2.753	2.078	2.422	1.119.309	1.190.821	838.952
Circulante	2.753	2.078	2.422	1.017.633	1.106.970	777.793
Não circulante	-	-	-	101.676	83.851	61.159

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL através do Despacho nº. 2517/2010, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição, representados pela ABRADEE, os quais impetraram Mandado de Segurança Coletivo com pedido de liminar (Processo nº 437399120104013400/DF), requerendo o reconhecimento da ilegalidade do ato e a anulação do despacho. Em 28 de setembro de 2010 obteve-se o deferimento da antecipação da tutela recursal e em 22 de novembro de 2010 a liminar foi deferida.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS

		Consolidado						
	Taxa	Encargos		Principal		Total		
Composição da dívida	Efetiva	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Moeda nacional							(Reapresentado)	(Reapresentado)
Banco do Nordeste	10% a.a.	-	-	-	-	-	10.979	21.992
		-	-	-	-	-	10.979	21.992
BNB	10% a 10,50% a.a. / TJLP +	1.416	-	78.820	250.153	330.389	430.760	525.773
(-) Custos de transação	3,21% a.a.	-	-	(795)	(1.102)	(1.897)	(2.675)	(4.172)
		1.416	-	78.025	249.051	328.492	428.085	521.601
BNB 6	10% a 10,11% a.a.	71	-	26.884	40.327	67.282	94.195	121.108
(-) Custos de transação		-	-	(69)	(40)	(109)	(210)	(348)
		71	-	26.815	40.287	67.173	93.985	120.760
BNDES	4,25% a 4,50% a.a. / TJPL +	710	-	21.034	227.034	248.778	269.869	195.646
(-) Custos de transação	2,12% a 3,12% a.a.	-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		710	-	21.034	227.034	248.778	269.869	195.646
BNDES FINEM	2,12% a 8,06% a.a. / TJLP +	5.229	-	334.437	1.466.432	1.806.098	1.555.593	1.471.083
(-) Custos de transação	3,12% a 4,30% a.a.	-	-	(70)	(200)	(270)	(45)	(2.388)
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		5.229	-	334.367	1.466.232	1.805.828	1.555.548	1.468.695
Eletrobrás	5% a 5,45% a.a.	-	-	38.662	167.884	206.546	233.685	239.797
(-) Custos de transação		-	-	(269)	(1.002)	(1.271)	(1.304)	(725)
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		-	-	38.393	166.882	205.275	232.381	239.072
FINEP		223	-	22.533	77.527	100.283	107.285	117.491
(-) Custos de transação	TJLP + 2% a 5% a.a. / 5% a	-	-	(221)	(323)	(544)	(648)	(809)
Operações com swap	5,27% a.a.	-	-	-	-	-	-	-
		223	-	22.312	77.204	99.739	106.637	116.682
Santander		-	-	-	-	-	88.317	-
(-) Custos de transação		-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	88.317	-
Banco do Brasil	12,15% a 15,6% a.a. / CDI +	840	-	5.385	582.096	588.321	699.381	760.787
(-) Custos de transação	1% a.a. / 99,5% CDI	-	-	(579)	(2.131)	(2.710)	(3.109)	(5.365)
Operações com swap		-	-	-	-	-	(36.155)	(14.735)
		840	-	4.806	579.965	585.611	660.117	740.687
Banco do Brasil	98,5 % CDI	-	-	-	208.000	208.000	356.720	333.253
(-) Custos de transação		-	-	(36)	(174)	(210)	(2.522)	(4.142)
Operações com swap		-	-	-	-	-	(7.821)	(3.187)
		-	-	(36)	207.826	207.790	346.377	325.924
BONDS BRL	12,19% a.a. a 12,28% a.a.	8.225	-	-	400.000	408.225	408.225	408.225
(-) Custos de transação		-	-	(865)	(1.158)	(2.023)	(2.877)	(3.627)
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		8.225	-	(865)	398.842	406.202	405.348	404.598
FINEP	4% a.a.	28	-	3.167	12.668	15.863	9.259	-
		-	-	(45)	(79)	(124)	(92)	-
		-	-	-	-	-	-	-
		28	-	3.122	12.589	15.739	9.167	-
								-
BNDES FINEM / FINAME 8		415	-	-	153.290	153.705	-	-
		-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-
		415	-	-	153.290	153.705	-	-
Outros	TR +1,6% a.a. /TR + 2,1 % /	5	-	7	-	12	17	52
(-) Custos de transação	5,5% a.a.	-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	-	-	-	-	-
		5	-	7	-	12	17	52
								-
Total moeda nacional		**17.162**	**-**	**527.980**	**3.579.202**	**4.124.344**	**4.206.827**	**4.155.709**

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

		Consolidado						
	Taxa	Encargos		Principal		Total		
Composição da dívida	Efetiva	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	31/12/13	31/12/12	01/01/12
								-
Moeda estrangeira								-
Kreditanstalt fur Wiederaufbau – KfW	72,5% CDI / 92% CDI	1	-	1.625	3.536	5.162	5.788	6.205
(-) Custos de transação		-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	(221)	(1.022)	(1.243)	(781)	334
		1	-	1.404	2.513	3.918	5.007	6.539
		18						
Títulos Externos	Libor + 1,875% a.a 106,75%, 107,25%, 101,61%, 101,72%, 103,27%, 100,40%, 102,87% do CDI		-	6.682	344.407	351.107	310.745	273.156
(-) Custos de transação		-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	(40.090)	(29.871)	(69.961)	(27.489)	9.214
		18	-	(33.408)	314.536	281.146	283.256	282.370
								-
BANK OF AMERICA	Libor + 1,65% a.a	461	-	9.410	500.138	510.009	420.549	16.456
(-) Custos de transação		-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	25.493	(90.242)	(64.749)	2.138	(1.731)
		461	-	34.903	409.896	445.260	422.687	14.725
								-
Banco Tokio	110% CDI	491	-	1.243	248.317	250.051	216.145	-
(-) Custos de transação		-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap		-	-	9.029	(34.810)	(25.781)	7.918	-
		491	-	10.272	213.507	224.270	224.063	-
								-
		440	-	2.710	446.106	449.256	-	-
		-	-	-	-	-	-	-
		-	-	17.032	(12.973)	4.059	-	-
Subtotal -		440	-	19.742	433.133	453.315	-	-
								-
		70	-	1.633	53.889	55.592	-	-
		-	-	-	-	-	-	-
		-	-	3.835	(2.538)	1.297	-	-
Subtotal -		70	-	5.468	51.351	56.889	-	-
Total moeda estrangeira		**1.481**	**-**	**38.381**	**1.424.936**	**1.464.798**	**935.013**	**303.634**
								-
(-) Depósitos em garantia		-	-	-	(104.767)	(104.767)	(128.228)	(185.519)
Total		**18.643**	**-**	**566.361**	**4.899.371**	**5.484.375**	**5.013.612**	**4.273.824**

a) Captações de recursos no exercício:

Coelba

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – A Companhia recebeu R$ 85.860 para financiamentos de investimentos realizados em 2012, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.10.89.1, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009, outubro de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – A Companhia recebeu R$ 279.665 para financiamento de investimentos realizados em 2013, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.02.94.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Eletrobrás – A Companhia recebeu R$ 12.206 para financiar parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos, através da Reserva Global de Reversão – RGR, provenientes do Contrato de Financiamento nº ECFS – 324/2011 (7ª Tranche), assinado em janeiro de 2012 e aditado em agosto de 2013.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – A Companhia recebeu R$ 10.966 para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em fevereiro de 2012.

Banco do Brasil - As Notas de Crédito Comerciais (NCC´s) foram renovadas nos valores de R$ 300.000, com prazo de 5 anos, vencendo em dezembro de 2018, custo de 111,60% do CDI, amortização anual a partir do 36º mês e juros trimestrais e R$ 100.000, com prazo de 8 anos, vencendo em novembro de 2021, amortização anual a partir do 24º mês, custo de 108% do CDI e juros trimestrais.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Em dezembro de 2013 foram renegociados os Títulos Externos no montante de US$ 150,000, junto aos Bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Mizuho Bank, Ltd., The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ Ltd. e BNP Paribas, alongando o seu prazo para dezembro de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de dezembro de 2017, com custo de LIBOR + 1,50% a.a. e juros pagos semestralmente.

Em dezembro de 2013, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4.131, nos montantes de US$ 98,000 junto ao Citibank, N.A., US$ 24,500 junto ao JP Morgan, N.A. e US$ 9,900 junto ao Bank of América, N.A., com vencimentos em 03, 17 e 20 de dezembro de 2018, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial.

Celpe

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: a Companhia recebeu o volume de R$ 43.200 do BNDES para financiar parte dos investimentos realizados em 2012, provenientes do contrato de financiamento nº 08.2.1089.1 assinado em março de 2009 e aditado em março e agosto de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012. A Companhia recebeu ainda o valor de R$ 153.290, referente ao financiamento de parte dos investimentos de 2013, proveniente do contrato nº 13.2.0294.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP: a Companhia recebeu R$ 6.855 da FINEP, em agosto de 2013, para financiar o seu Projeto de Inovação, proveniente do contrato de financiamento assinado em novembro de 2011. O contrato tem vencimento em dezembro de 2018, será amortizado em 61 parcelas mensais a partir de dezembro de 2013, com custo de 4% a.a. e juros pagos mensalmente.

Eletrobrás: A Companhia recebeu R$ 579 da Eletrobrás para custear a recuperação do seu sistema elétrico, proveniente do contrato de financiamento assinado em outubro de 2010. O contrato tem vencimento em dezembro de 2017, será amortizado em 60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2013, com custo de 7% a.a. e juros pagos mensalmente.

Citibank: A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 17.000, equivalentes a R$ 39.100, com custo de Libor USD 3M mais taxa de 0,97% a.a., com swap para 104,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2018, e possui pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil: Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia realizou a rolagem de R$ 220.000 em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, pagamento de juros semestrais e custo de 108% do CDI.

Cosern

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – A Companhia recebeu em 2013 o montante de R$ 90.679 para financiamento dos investimentos realizados em 2012 e 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, sendo R$ 28.094 do contrato nº. 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em dezembro de 2009, março de 2010 e março e novembro de 2011 e, R$ 62.585 do contrato nº. 13.2.0294.1, assinado em 29 de maio de 2013 e aditado em 27 de junho de 2013.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP – A Companhia recebeu o montante de R$ 2.373 para financiar Projetos de Inovação, proveniente do Contrato de Financiamento assinado em setembro de 2012.

Citibank - A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 85.000, equivalentes a R$ 197.500, com custo de Libor USD 3M mais taxa de 0,97% a.a., com swap para 104,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2018, com pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil - Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia realizou a rolagem de R$ 133.000 em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2021, com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, com pagamento de juros semestrais ao custo de 108% do CDI.

Termope

Em 21 de maio de 2012, a controlada realizou captação de recursos no montante de R$ 120.000, para pré-pagamento de sua dívida com o BNDES e cobertura de caixa. A captação foi realizada em moeda estrangeira junto ao Banco Tokyo-Mitsubishi, com swap para taxa de 110% do CDI, prazo de 5 anos, pagamento de principal ao final do contrato, pagamentos de juros trimestrais. A operação tem garantia da Neoenergia prestada na forma de fiança e aval.

(b) Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

Os contratos mantidos com o BNDES/FINEM e os Títulos Externos contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré estabelecidos. Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012, as controladas atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

Condições contratuais dos empréstimos das controladas em 31 de dezembro de 2013:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BB REN MN - BNDES	01/03/94	R$	Pgto BNDES	TJLP + 9,16% a.a.	Não aplicável	2014	Contrato Liquidado
BB REN MN - ELETROBRÁS	01/03/94	R$	Pgto Eletrobrás	IGPM + 9,16% a.a.	Não aplicável	2014	Contrato Liquidado
BNB 1	30/11/04	R$	Eletrificação	10% a.a.	Não aplicável	2013	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNB 3	29/12/05	R$	Eletrificação	10% a.a.	Não aplicável	2012	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNB 6	27/06/08	R$	Eletrificação	10% a.a.	Não aplicável	2016	Recebíveis, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNDES 6 FINEM (A)	01/12/06	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento.
BNDES 6 FINEM (B)	01/12/06	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2012	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento.
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/06	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2013	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento.
CEF/COHAB	Diversos	R$	Eletrificação Conj. Habitacional	TR + 2 a 5,5% a.a.	Não aplicável	2014	Receita Própria, Aval Governo do Estado e Fiança Bancária.
ECF 0018 UFIR	01/07/04	R$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2016	Receita Própria.
ECF 0115 UFIR	17/11/05	R$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2017	Receita Própria.
ECF 1983 UFIR	11/02/00	R$	Eletrificação Rural	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2012	Receita Própria.
ECF EMERGENCIAL 2871/2010	28/10/10	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	5 % a.a.	Não aplicável	2015	Receita Própria e Nota Promissória
FINEP	23/12/04	R$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia
FINEP	14/10/09	R$	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a a	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia.
KFW 1	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se's/Lt's	2% a.a.	72,5% do CDI	2026	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária.
KFW 2	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se's/Lt's	4,5% a.a.	92% do CDI	2016	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária.
ECF 1983 UFIR	11/02/00	R$	Eletrificação Rural	UFIR+6% a.a.	Não aplicável	2012	Receita Própria.
BNDES 7 - FINEM (C3)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (D3)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (E3)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R$	Rest. da Dívida	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Clean
BID	23/03/86	US$	Programa de Expansão e Melhoramento do Sistema de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica do Estado da Bahia - 2ª Etapa	3,0% a.a.+ vc	CDI - 6% a.a.	2011	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária
BNB	29/11/04	R$	Programa de Investimentos em Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2012	Centralização recebíveis, Hipoteca, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB IV	27/06/08	R$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB V	22/08/08	R$	Melhoramento em Redes de Transmissão e Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNDES/FINEM	04/10/06	R$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 4,30% a.a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia e Conta Reserva
BNDES/FINEM	12/12/07	R$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 3,30% a.a.	Não aplicável	2012	Aval Neoenergia e Conta Reserva
BNDES/FINEM	16/03/09	R$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 2,12 aa /TJLP + 3,12% a.a. / 4,50% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
ELETROBRÁS	1999 a 2009	R$	Expansão das Linhas e Redes de Distribuição e Luz Para Todos	5% a.a	Não aplicável	2022	Nota Promissória e Receita Própria
FINEP	23/12/04	R$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	TJLP + 5% a. a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia.
FINEP	14/10/09	R$	Projeto de Inovação	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
TÍTULOS EXTERNOS	28/12/05	US$	Investimentos em Distribuição	Libor + 1,875% a.a. + vc	% do CDI	2015	Sem garantia

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BANCO DO BRASIL	23/03/10	R$	Capital de giro	CDI + 1% aa	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R$	Capital de giro	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
BNB	09/09/10	R$	Ampliação e Modernização de Redes de Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2018	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNY - BONDS BRL 2016	27/04/11	R$	Reestruturação da Dívida	11,75% a.a.	Não aplicável	2016	Sem garantia
BNDES 7 - FINEM (Q4)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES/ Emergencial	14/02/02	R$	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1% a.a.	Não aplicável	2010	Recebíveis
BNDES/FINEM	16/03/09	R$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 2,12 aa TJLP + 3,12% a.a. 4,50% aa	Não aplicável	2015	
ELETROBRÁS	2001 a 2009	R$	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6 a 9 % a.a.	Não aplicável	2018	Recebíveis/Nota Promissória
FINEP	23/12/04	R$	Otimização e desempenho da rede de distribuição e programas comunitários	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2011	
BB nº 342.901.057	04/05/10	R$	Capital de Giro	CDI + 1% aa	Não aplicável	2015	Sem garantia
BB nº 20/00852-X	06/05/10	R$	Capital de Giro	12,149% aa	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
BNDES/FINEM	24/03/11	R$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 aa /TJLP + 2,82% a.a. / 5,50% aa	Não aplicável	2018	0
BB nº 20/00863-5	06/05/11	R$	Capital de Giro	98,5%aa CDI	Não aplicável	2014	0
BNDES	24/12/01	R$	Construção da UHE Itapebi	TJLP + 4,50% a.a.	Não aplicável	2013	Conta Reserva
BNDES	24/12/01	R$	Construção da UHE Itapebi	TJLP + 4,25% a.a.	Não aplicável	2013	Conta Reserva
BNDES	30/06/05	R$	Construção Usina	6,625% a.a. acima da TJLP	Não aplicável	2015	
UNIÃO - BNDES	30/03/94	R$	Refinanciamento de dívida com BNDES	IGPM + 10,236% a.a.		2014	Recebíveis
UNIÃO - ELETROBRÁS	30/03/94	R$	Refinanciamento de dívida com Eletrobrás	*TJLP+ 10,236% a.a.		2014	Recebíveis
BB REN ME	30/12/97	US$	Acordo Dívida Externa	4,0% a 8,0% a.a.		2024	
BNB 1	30/11/04	R$	Eletrificação	10% a.a.	Não aplicável	2013	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNB 3	29/12/05	R$	Eletrificação	11,5% a.a.		2012	
BNB 5	16/04/08	R$	Giro	13,11% a.a.		2009	
BNB 6	27/06/08	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	10% a.a.		2016	
BNB I	23/12/04	R$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2013	Aval Neoenregia/Recebíveis/Fundo Liquidez
BNB II	27/11/06	R$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2014	Aval Neoenregia/Recebíveis/Fundo Liquidez
BNB III	30/11/07	R$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	TJLP + 3,21% a.a.	Não aplicável	2022	Aval Neoenregia/Recebíveis/Fundo Liquidez
BNDES	30/11/07	R$	Construção Usina	TLP + 2,27%	Não aplicável	2024	
BNDES	30/06/08	R$	Construção Usina	TJLP + 1,91%	Não aplicável	2023	
BNDES	20/12/07	R$	Financiamento para construção da Usina	TJLP + 2,19% a.a	Não aplicável	2026	
BNDES	07/10/08	R$	Construção Usina	TJLP + 1,81% a.a	Não aplicável	2027	
BNDES	07/08/08	R$	Construção Usina	TJLP + 2,28% a.a	Não aplicável	2024	
BNDES 5 FINEM	09/06/05	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2010	
BNDES/FINEM	23/09/05	R$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2010	
ELETROBRÁS	1994 a 2007	R$	Expansão das Linhas e Redes de Distribuição e Luz Para Todos	5% a.a e 6,5% a.a	Não aplicável	2019	
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P4)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BANK OF AMÉRICA	11/04/11	US$	Capital de giro	US$ + Libor + 1,65%	107,85% CDI	2016	Sem garantia
ELETROBRÁS	2001 a 2006	R$	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de subtransmissão e aquisição de medidores	6% a.a	Não aplicável	2013 a 2018	Recebíveis
BNB IV	27/06/08	R$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia/ Recebíveis/Fundo Liquidez
BNDES 2009 - Aditivo II	23/12/09	R$	Investimentos em redes de distribuição de energia elétrica	TJLP + 2,12 aa /TJLP + 3,12% a.a. / 4,50% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 2010 - Aditivo V	29/10/10	R$	Distribuição de energia elétrica	TJLP + 1,82 aa /TJLP + 2,82% a.a. / 5,50% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	04/05/10	R$	Capital de giro	CDI + 1% aa	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/11	R$	Capital de giro	98,5% CDI	Não aplicável	2014	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R$	Capital de giro	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
FINEP 2009	14/10/09	R$	Projeto de Inovação	5% a.a	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
FINEP 2012	25/10/12	R$	Projeto de Inovação	5% a.a	Não aplicável	2020	Aval Neoenergia
BNDES/FINEM - Aditivo IX	24/03/11	R$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + 1,82 aa /TJLP + 2,82% a.a. / 5,50% aa	Não aplicável	2018	0
BNDES 7 - FINEM (O8)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P8)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (Q8)	23/12/09	R$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES	15/04/2009	R$	Construção Usina	TJLP + 1,92% a.a	Não aplicável	2024	Aval da Neoenergia / Conta Reserva Dívida
FINEP 2011	25/11/2011	R$	Investimento em Distribuição e Eficiên	4% a.a	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, imóveis administrativos, fiança bancária ou aplicações financeiras vinculadas (contas reservas), cessão condicional de contratos, penhor dos direitos relacionados à concessão, manutenção de conta reserva e aval da Neoenergia S.A..

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O total devido em moeda nacional no consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Consolidado					
	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
Moeda Nacional	R$	%	R$	%	R$	%
Juros pré-fixados	1.359.816	33,0%	1.829.275	43,5%	1.883.065	44,8%
TJLP	2.066.694	50,1%	1.667.237	39,6%	1.585.313	37,7%
TR	7	0,0%	17	0,0%	52	0,0%
CDI	697.827	16,9%	710.298	16,9%	687.279	16,3%
Total	4.124.344		4.206.827		4.155.709	
Principal	4.107.182		4.048.705		3.742.913	
Encargos	17.162		158.122		412.796	

O total devido em moeda estrangeira no consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Consolidado								
	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
Moeda Estrangeira	Moeda de Origem	R$	%	Moeda de Origem	R$	%	Moeda de Origem	R$	%
Dólar norte americano	638.329	1.460.881	99,7%	407.401	930.006	99,5%	158.383	297.095	97,8%
Euro	1.741	3.917	0,3%	1.993	5.007	0,5%	2.496	6.539	2,2%
Total		1.464.798			935.013			303.634	
Principal		1.463.319			934.134			303.552	
Encargos		1.479			879			82	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012:

	Variação %		
Moeda / Indexador	31/12/13	31/12/12	01/01/12
EURO	19,90	10,73	9,25
Dólar norte-americano	14,64	8,94	12,58
IGP-M	5,51	7,82	5,10
TJLP	5,00	5,75	6,00
CDI	8,05	8,95	11,64
SELIC	8,30	8,66	11,84
TR	0,19	0,38	1,26

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	Consolidado								
	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
	Dívida	Custos Transação	Total Líquido	Dívida	Custos Transação	Total Líquido	Dívida	Custos Transação	Total Líquido
2013	-	-	-	-	-	-	344.110	(5.453)	338.657
2014	286.707	(2.432)	284.275	1.180.461	(4.243)	1.176.218	1.093.510	(4.657)	1.088.853
2015	1.097.701	(1.872)	1.095.829	961.054	(2.246)	958.808	881.258	(2.681)	878.577
2016	1.079.148	(1.015)	1.078.133	832.279	(874)	831.405	755.428	(1.251)	754.178
2017	1.284.046	(510)	1.283.536	785.602	(352)	785.250	239.196	(258)	238.938
2018	615.601	(329)	615.272	308.547	(153)	308.394	172.649	(134)	172.515
2019	507.021	3	507.024	388.218	(212)	388.006	363.298	-	363.298
Após 2019	140.054	(19)	140.035	6.457	(1)	6.456	6.218	-	6.218
Total obrigações	5.010.278	(6.174)	5.004.104	4.462.618	(8.081)	4.454.537	3.855.668	(14.434)	3.841.234
(-) Depósitos em Garantias			(104.733)			(121.109)			(185.519)
Total			4.899.371			4.333.428			3.655.715

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Consolidado				
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Passivo circulante	Não circulante	Passivo circulante	Não circulante	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2012 (Reapresentado)	586.985	3.383.205	31.124	272.510	4.273.824
Ingressos	107.047	519.129	-	639.505	1.265.681
Encargos	329.100	22.471	11.215	-	362.786
Variação monetária e cambial	-	-	634	18.526	19.160
Swap	-	(13.956)	7.441	(7.268)	(13.783)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(138)	(357)	(6.620)	(7.115)
Transferências	518.586	(525.607)	33.618	(33.618)	(7.021)
Amortizações e pagamentos de juros	(913.525)	(11)	(31.697)	-	(945.233)
Mov. depósitos em Garantias	(7.118)	64.409	-	-	57.291
(-) Custos de transação	7.131	891	-	-	8.022
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado)	628.206	3.450.393	51.978	883.035	5.013.612
Ingressos	51.391	684.103	-	541.597	1.277.091
Encargos	326.279	7.268	22.634	-	356.181
Variação monetária e cambial	-	-	7.210	141.895	149.105
Swap	12.062	(5.640)	33.075	(131.136)	(91.639)
Efeito cumulativo marcação a mercado	283	(196)	(4.109)	(12.246)	(16.268)
Transferências	677.157	(677.158)	(1.790)	1.791	-
Amortizações e pagamentos de juros	(1.162.353)	-	(69.136)	-	(1.231.489)
Mov. depósitos em Garantias	7.119	16.683	-	-	23.802
(-) Custos de transação	4.998	(1.018)	-	-	3.980
Saldos em 31 de dezembro de 2013	545.142	3.474.435	39.862	1.424.936	5.484.375

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

20. DEBÊNTURES

							Consolidado					
							31/12/13				31/12/12	01/01/12
							Encargos	Principal				
Empresa	Debêntures (*)	Série	Quantidade de títulos emitidos	Remuneração	Taxa efetiva	Swap	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Total	Total
COELBA	3ª Emissão	Única	3.000	V.C. + 10,8% a.a.	10,80%	IGPM+13,95% a.a.	317	7.048	-	7.365	12.595	17.470
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	-	-
	Operações com swap						-	16.648	-	16.648	30.719	40.398
							317	23.696	-	24.013	43.314	57.868
	6ª Emissão	Única	35.392	CDI + 0,6% a.a.	11,52%		622	78.676	-	79.298	158.235	238.116
	(-) Custos de transação						-	(93)	-	(93)	(326)	(705)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
						Não aplicável.	622	78.583	-	79.205	157.909	237.411
	7ª Emissão	Única	80	106,70% CDI	12,90%		-	-	-	-	83.313	80.280
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	(3)	(95)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	83.310	80.185
CELPE	2ª Emissão	1ª	40.000,00	108,5% do CDI		Não aplicável	-	-	-	-	99.113	202.843
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	(162)	(808)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	98.951	202.035
	3ª Emissão	Única	-	105% do CDI	0,00%	Não aplicável	-	-	-	-	-	83.289
	(-) Custos de transação						-	-	-	-	-	(76)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	-	83.213
	4ª Emissão	Única	36.000,00	111,3% do CDI		Não aplicável	7.045	-	355.098	362.143	357.212	360.352
	(-) Custos de transação						(307)	-	(389)	(696)	(1.015)	(1.324)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							6.738	-	354.709	361.447	356.197	359.028
COSERN	4ª Emissão	Única	16.360	CDI + 0,6% a.a		Não aplicável	283	35.358	-	35.641	71.885	108.793
	(-) Custos de transação						-	(69)	-	(69)	(245)	(529)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							283	35.289	-	35.572	71.640	108.264
TERMOPE	2ª emissão	1ª	40.000	105% CDI a.a		Não aplicável	657	112.000	-	112.657	220.879	318.177
	(-) Custos de transação						(422)	-	-	(422)	(829)	(1.176)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							235	112.000	-	112.235	220.050	317.001
TERMOPE	1ª Emissão	3ª		IGPM+9,5%			2.963	-	90.000	92.963	-	-
	(-) Custos de transação						-	-	(249)	(249)	-	-
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							2.963	-	89.751	92.714	-	-
TERMOPE	4ª emissão	1ª	12.450	CDI + 0,8% a.a.			501	-	124.500	125.001	-	-
	(-) Custos de transação						-	-	(441)	(441)	-	-
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							501	-	124.059	124.560	-	-
	4ª emissão	2ª	55.550	CDI + 0,95% a.a.			2.270	-	555.500	557.770	-	-
	(-) Custos de transação						-	-	(1.966)	(1.966)	-	-
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							2.270	-	553.534	555.804	-	-
	4ª emissão	3ª	12.000	IPCA + 7,15% a.a.			654	-	120.000	120.654	-	-
	(-) Custos de transação						-	-	(425)	(425)	-	-
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
							654	-	119.575	120.229	-	-
ITAPEBI	3ª Emissão	3a.		111% CDI a.a.			2.807	-	192.704	195.511	190.426	196.054
	(-) Custos de transação						(158)	-	(202)	(360)	(520)	(677)
	Operações com swap						-	-	-	-	-	-
						Não aplicável	2.649	-	192.502	195.151	189.906	195.377
Total							17.232	249.568	1.434.130	1.700.930	1.221.277	1.640.382
Circulante										266.800	436.551	441.218
Não circulante										1.434.130	784.726	1.199.164

(*) Nenhuma das debêntures relacionadas no quadro é conversível em ações.

a) Captações de recursos no exercício:

Termopernambuco

Em 28 de fevereiro de 2013, a Companhia registrou em série única a emissão de 9.000 debêntures simples, todas nominativas e escriturais não conversíveis em ações. O valor nominal unitário é de R$ 10, totalizando o volume de R$ 90.000. A remuneração é realizada por CDI + 0,57% ao ano e será paga semestralmente, sendo o primeiro pagamento no dia 28 de agosto de 2013 e o último no dia 28 de agosto de 2016. Adicionalmente, a valor nominal unitário das debêntures será amortizado em 2 (duas) parcelas iguais, semestrais e consecutivas, após o período de carência de 2 (dois) anos contados a partir da data de emissão, sendo a primeira parcela paga em 28 de agosto de 2015 e a segunda parcela paga em 29 de fevereiro de 2016. As debêntures são

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

simples, não conversíveis em ações de emissão.

Em 15 de dezembro de 2013, a Companhia realizou sua 4ª Emissão de Debêntures Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória. As Debêntures, objeto de oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476, tiveram como destinação o financiamento da aquisição, pela Emissora, de parte das ações representativas do capital social da Itapebi Geração de Energia S.A. e o saldo remanescente foi destinado para capital de giro da Emissora. Foram emitidas 80.000 (oitenta mil) Debêntures em três séries, sendo 12.450 (doze mil, quatrocentas e cinquenta) Debêntures da 1ª Série com remuneração de CDI + 0,80% ao ano, 55.550 (cinquenta e cinco mil, quinhentas e cinquenta) Debêntures da 2ª Série, com remuneração de CDI + 0,95% ao ano e 12.000 (doze mil) Debêntures da 3ª Série com remuneração de IPCA + 7,15% ao ano, conforme definido por meio do Procedimento de Bookbuilding, totalizando R$ 800 milhões. A alocação das Debêntures entre as séries ocorreu no sistema de vasos comunicantes. A 1ª série tem prazo total de 4 (quatro) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 3º e 4º anos. A 2ª série tem prazo total de 6 (seis) anos, sendo o pagamento de juros semestrais e a amortização do principal nos 4º, 5º e 6º anos. A 3ª série tem prazo total de 8 (oito) anos, sendo o pagamento de juros anuais e a amortização do principal nos 7º e 8º anos.

(b) Condições Restritivas Financeiras (covenants):

As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros preestabelecidos, como segue: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

Nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012, as controladas atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

(c) Garantias:

Para a 3ª. Emissão de debêntures nas empresas Coelba e Celpe foram dadas garantias de receita própria e aval do acionista controlador. A 2ª emissão de debêntures da Termopernambuco é subordinada e com garantia fidejussória da Fiadora Neoenergia S.A, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora. Para as 3ª e 4ª emissões de debêntures da Termopernambuco as garantias são de espécie quirografária com garantia adicional fidejussória da Fiadora Neoenergia, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

	Consolidado								
	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido
	-	-	-	-	-	-	381.679	(1.237)	380.442
2014	-	-	-	246.411	(1.054)	245.357	243.218	(1.121)	242.097
2015	263.571	(453)	263.118	215.988	(374)	215.614	252.394	(434)	251.960
2016	325.821	(550)	325.271	215.988	(188)	215.800	216.648	(241)	216.407
2017	357.692	(933)	356.759	107.984	(29)	107.955	108.325	(67)	108.258
2018	185.167	(656)	184.511	-	-	-	-	-	-
Após 2018	305.127	(656)	304.471	-	-	-	-	-	-
Total	1.437.378	(3.248)	1.434.130	786.371	(1.645)	784.726	1.202.264	(3.100)	1.199.164

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Consolidado		
	Moeda nacional		
	Passivo		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012 (Reapresentado)	441.218	1.199.164	1.640.382
Encargos	128.464	-	128.464
Variação monetária e cambial	467	107	574
Swap	3.299	3.392	6.691
Efeito cumulativo marcação a mercado	(484)	92	(392)
Transferências	419.322	(419.322)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(551.866)	-	(551.866)
(-) Custos de transação	(3.869)	1.293	(2.576)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado)	436.551	784.726	1.221.277
Ingressos	-	890.000	890.000
Encargos	95.313	-	95.313
Variação monetária e cambial	924	(45)	879
Swap	2.691	483	3.174
Efeito cumulativo marcação a mercado	(232)	(3)	(235)
Transferências	241.215	(241.215)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(511.503)	-	(511.503)
(-) Custos de transação	1.841	184	2.025
Saldos em 31 de dezembro de 2013	266.800	1.434.130	1.700.930

21. SALÁRIOS E ENCARGOS A PAGAR

A Composição do saldo é como segue:

	Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Salários	12.684	16.478	11.336
Encargos sociais	9.477	9.169	7.695
Provisões férias e 13° salário	33.365	29.093	26.219
Encargos sobre provisões de férias e 13° salário	8.470	9.418	8.188
Provisão PLR	28.757	27.922	10.851
Outros	1.080	995	903
Total	93.833	93.075	65.192

22. TAXAS REGULAMENTARES

A Composição do saldo é como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

		Consolidado		
	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Reserva Global de Reversão – RGR	(a)	180	88	22.019
Conta de Consumo de Combustível – CCC		3.803	22.592	38.123
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		1.746	6.253	5.640
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		4.689	5.009	4.188
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		828	854	1.304
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(b)	56.057	76.507	37.474
Programa de Eficientização Energética - PEE	(b)	25.626	30.131	63.291
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE		1.546	1.642	1.682
Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos - CFURH		2.254	1.977	2.325
Encargo do Serviço do Sistema - ESS		4	-	7.723
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		10	4.753	2.017
Ministério de Minas e Energia - MME		923	1.004	-
Total		97.666	150.810	185.786
Passivo circulante		64.276	97.681	107.784
Passivo não circulante		33.390	53.129	78.002

(a) A Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012, posteriormente convertida em Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, Art. 21, desobriga as distribuidoras, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR. Por sua vez, o Despacho nº 34, de 10 de janeiro de 2013 revoga os Despachos que fixaram as quotas mensais de RGR do exercício de 2012, especificamente no que diz respeito às quotas que deveriam ser cobradas a partir de 15 de janeiro de 2013, com vistas à redução das tarifas aos consumidores finais de energia elétrica.

(b) A Coelba, Celpe, Cosern e as Geradoras, conforme cada caso inerente a atividade, reconheceram os passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), líquidos dos valores aplicados mas ainda não aplicados nos Programas de Eficientização Energética – PEE e Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL n˚s. 300/2008 e 316/2008. Os valores desembolsados referentes aos projetos que já foram iniciados estão registrados na conta contábil Serviços em curso no ativo circulante e são liquidados quando da finalização de cada projeto.

23. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

A Composição do saldo é como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Controladora			Consolidado		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante		(Reapresentado)	(Reapresentado)		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de Renda - IR	-	16.657	11.235	119.502	159.109	99.775
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido- CSLL	9	1.637	-	22.387	26.465	7.839
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	2.642	11	1	148.680	159.943	188.616
Programa de Integração Social - PIS	12.168	2.520	1.055	24.056	17.422	15.673
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6	11.607	4.861	54.617	82.376	71.081
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	1	226	100	8.882	9.617	12.450
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	124	1	9	2.390	2.570	2.496
IOF	-	124	121	-	124	122
Imposto sobre Serviços - ISS	-	10	10	4.242	3.608	7.430
Recuperação Fiscal - REFIS	150	-	-	150	-	-
Parcelamento de Tributos	2.440	65	30	2.440	70	873
Impostos e contribuições retidos na fonte	-	-	-	13.407	15.021	3.980
Outros	-	-	-	8.807	12.539	6.445
	17.540	32.858	17.422	409.560	488.864	416.780
Não-Circulante						
Imposto de Renda - IR	-	-	-	1.378	6.951	7.275
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	-	-	-	5.245	3.854	2.361
Programa de Integração Social - PIS	-	-	-	2.018	1.943	292
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	-	7.146	6.907	415
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	-	73	-	115
	-	-	-	15.860	19.655	10.458
Total	17.540	32.858	17.422	425.420	508.519	427.238

24. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Em reuniões do Conselho de Administração foram aprovadas as declarações de juros sobre capital e dividendos da seguinte forma:

Deliberação	Provento	Valor deliberado	Valor por ação ON
2013			
RCA de 18 abril de 2013	JSCP	43.449	0,007426349
AGO de 24 de abril de 2013	Dividendos	14.598	0,002494976
RCA de 28 de junho de 2013	JSCP	48.159	0,008231387
RCA de 24 julho de 2013	Dividendos	2.050.000	0,350389245
RCA de 22 de agosto de 2013	Dividendos	150.566	0,025734917
RCA de 30 dezembro de 2013	JSCP	31.089	0,005313727
		2.337.861	
2012			
RCA de março de 2012	JSCP	78.985	13,50024170
AGO de 24 de abril de 2012	Dividendos	194.023	33,16271940
RCA de 29 de junho de 2012	JSCP	56.893	9,72424190
RCA de 31 de agosto de 2012	Dividendos	249.600	42,66202771
RCA de 28 de setembro de 2012	JSCP	45.781	7,82503720
RCA de 28 de Dezembro de 2012	JSCP	154.774	26,45426430
		780.056	

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	31/12/2013	31/12/2012
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido		
Ações ordinárias	5.850.636	5.850.636
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	877.144	1.049.210
Absorção de prejuízo acumulado	(415.286)	-
Constituição da reserva legal	-	(63.224)
Base de cálculo do dividendo	461.858	985.986
Dividendos mínimos obrigatórios	115.465	246.497
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:		
Dividendos adicionais	1.978.302	-
Dividendos intermediários	150.566	249.600
Juros sobre capital próprio	122.701	336.433
Total Bruto	2.251.569	586.033
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15% (*)	**(7.007)**	**(25.731)**

(*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.

A formação dos saldos de dividendos e JSCP a pagar, é como segue:

	Controladora
Saldos em 1º de janeiro de 2012	133.910
Dividendos e juros sobre o capital próprio:	
Declarados	780.056
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(25.731)
Pagos no período	(745.298)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	142.937
Declarados	2.335.572
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(7.007)
Pagos no período	(2.442.791)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	28.711

25. PROVISÕES

As provisões constituídas consolidadas para contingências passivas estão compostas como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado					
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Ambientais	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2012	119.533	85.050	101.737	-	12.197	318.517
Constituição	54.163	60.353	1.019	17.479	2.286	135.300
Baixas/reversão	(61.407)	(46.498)	(69)	-	(390)	(108.364)
Atualização	23.712	15.317	6.607	308	191	46.135
Saldos em 31 de dezembro de 2012	136.001	114.222	109.294	17.787	14.284	391.588
Constituição	46.368	86.195	1.581	-	3.848	137.992
Baixas/reversão	(49.997)	(50.303)	(2.981)	-	(3.427)	(106.708)
Atualização	28.471	20.234	7.133	4.428	472	60.738
Saldos em 31 de dezembro de 2013	160.843	170.348	115.027	22.215	15.177	483.610

A Administração da Companhia e suas controladas consubstanciadas na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Trabalhistas

Referem-se a ações movidas por ex-empregados contra as controladas, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

					Consolidado		
					Valor provisionado		
Contingência trabalhista	Ref.	Valor atualizado	Instância	Expectativa de perda	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Ex-empregados da companhia		77.241	1ª, 2ª e 3ª	Provável	77.241	57.434	48.096
		219.614	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		67.962	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Ex-empregados de empreiteiras		63.422	1ª, 2ª e 3ª	Provável	63.422	62.212	57.606
		309.690	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		49.724	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Empregados		20.180	1ª, 2ª e 3ª	Provável	20.180	16.355	13.831
		32.232	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		14.258	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total		854.323			160.843	136.001	119.533

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR) índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m.

Resolução CNPE nº 03/2013

As empresas de geração e comercialização do Grupo Neoenergia, por meio das associações ao qual participam, ajuizaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, que instituiu, dentre outras disposições, uma nova forma rateio dos custos de despacho térmico adicional, para garantia de suprimento energético, passando a ser rateado entre todos os agentes do mercado de energia elétrica. Estes custos incorporam os chamados Encargos de Serviço do Sistema – ESS.

Entre maio/2013 e junho/2013 foram concedidas liminares no âmbito das ações ordinárias ajuizadas pelas Associações representantes dos agentes de geração e comercialização, tornando sem efeito o disposto nos

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013, impedindo o rateio dos custos supracitados pelos agentes representados nas respectivas associações.

Em síntese, as teses defendidas nas ações judiciais abrangem a inversão do ônus da utilização do Sistema, que conduz o produtor e/ou comercializador a arcar com tais custos em desacordo com as leis e normativos aplicáveis ao Setor Elétrico, bem como a ofensa ao princípio da reserva legal, e usurpação de competência do Congresso Nacional para criação de subsídio sem a edição de Lei e sem a previsão de compensação econômico-financeira.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos do Grupo classificaram o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão. O valor da contingência no consolidado é de R$ 26.310.

Cíveis

Referem-se à ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais.

Contingência cível	Ref.	Valor atualizado	Instância	Expectativa de perda	Valor provisionado 31/12/13	31/12/12	01/01/12
Clientes – tarifas plano cruzado	(a)	18.690	1ª, 2ª e 3ª	Provável	18.690	17.295	17.638
		3.639	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		7.196	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Indenização por perdas	(b)	107.936	1ª, 2ª e 3ª	Provável	107.936	47.775	38.325
		957.559	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		21.334	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Acidente terceiros/trabalho	(c)	8.113	1ª, 2ª e 3ª	Provável	8.113	9.681	10.176
		91.981	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		7.705	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Comerc. energia e produtos	(d)	7.530	1ª, 2ª e 3ª	Provável	7.530	6.225	3.402
		96.832	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		19.380	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Irregularidade de consumo	(e)	10.290	1ª, 2ª e 3ª	Provável	10.290	8.690	6.910
		32.306	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		1.792	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Empréstimo compulsório		19	1ª, 2ª e 3ª	Provável	19	16	14
		5.954	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		86	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
		1	1ª, 2ª e 3ª	Provável	1	-	-
Iluminação pública		4.401	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		1.816	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Negativação SPC e Serasa		3.388	1ª, 2ª e 3ª	Provável	3.388	2.090	1.107
		6.909	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		385	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Societário ações		880	1ª, 2ª e 3ª	Provável	880	753	2.382
		1.446	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
Racionamento de energia elétrica		17	1ª, 2ª e 3ª	Provável	17	16	16
		2.656	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		6	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Cooperativas		18	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	18	-
Desapropriação		18.315	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	18.315	-
Outras		13.484	1ª, 2ª e 3ª	Provável	13.484	3.348	5.080
		555.867	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		37.877	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total		2.045.808			170.348	114.222	85.050

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Nas controladas, os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescidos de juros de 1% a.m.

a) *Clientes – Plano Cruzado* - Ações movidas por alguns consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteando a restituição de valores envolvidos.

b) *Indenização por Perdas* – Referem-se a diversas ações indenizatórias movidas por pessoas físicas e jurídicas em função das atividades das Concessionárias. As ações envolvem pedidos de ressarcimento de danos morais e materiais em virtude de suspensão de fornecimento de energia e queima de equipamentos, bem como pedido de ressarcimento por descumprimento contratual.

c) *Acidente terceiros/trabalho* – Referem-se a diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas, nas quais a Companhia e suas controladas são ré, envolvendo danos morais e/ou danos materiais.

d) *Comercialização de Energia, Serviços e Produtos* - Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais as controladas são ré, envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida com pedido de tutela antecipada, execução de título judicial, declaratória de inexistência de débito.

e) *Outras* – Diversas ações movidas por pessoas físicas e jurídicas envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida, litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, bem como demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica e serviços e outros.

Fiscais

Referem-se a ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Contingência fiscal	Ref.	Valor atualizado	Instância	Expectativa de perda	Consolidado		
					Valor provisionado		
					31/12/13	31/12/12	01/01/12
ICMS	(a)	994	1ª, 2ª e 3ª	Provável	995	1.015	895
		208.684	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		27	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
ISS	(b)	1.870	1ª, 2ª e 3ª	Provável	2.676	2.571	2.432
		28.785	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		1.958	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
CSLL	(c)	(1.937)	1ª, 2ª e 3ª	Provável	179	189	184
		47.322	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		9.858	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
TLF/IPTU	(d)	4	1ª, 2ª e 3ª	Provável	4	4	3
		1.136	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		1.475	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
REFIS	(e)	19.299	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
PIS/COFINS	(f)	97.089	1ª, 2ª e 3ª	Provável	97.089	91.331	85.778
		34.447	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
COFINS	(g)	(4.060)	1ª, 2ª e 3ª	Provável	71	449	433
		8.762	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		22.919	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
IRPJ / IRRF	(h)	(5.881)	1ª, 2ª e 3ª	Provável	490	503	490
		716.681	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		27.038	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
INSS	(i)	7.900	1ª, 2ª e 3ª	Provável	7.900	9.217	8.614
		988	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		20	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
ITD S/DOAÇÕES RECEBIDAS	(j)	5.515	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
CIDE	(k)	5.407	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
Taxas Diversas	(l)	-	Administrativa	Possível	-	-	-
Incentivo Fiscal SUDENE	(m)	57	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	57
		5.196	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
							7
Outras	(n)	5.623	1ª, 2ª e 3ª	Provável	5.623	4.015	2.844
		9.060	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		9.008	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total		1.265.244			115.027	109.294	101.737

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

(a) ICMS - Na Cosern referem-se a diversas ações movidas pelos municípios do Rio Grande do Norte objetivando a nulidade da remissão do ICMS para a Cosern antes da privatização da empresa, compreendendo o período de março de 1989 a junho de 1996, aonde os consultores legais entendem que a maior parte dos valores cobrados já se encontram prescritos e que a responsabilidade por indenizar os municípios seria do Governo do Estado do Rio Grande do Norte. É possível alguma condenação para a controlada, em virtude do não recolhimento do ICMS no período supracitado, desde que o crédito não esteja atingido pela decadência ou prescrição. Entretanto, os valores ainda não são passíveis de estimativa considerando a fase atual dos processos.

Na Celpe refere-se à (i) autos de infração contra a Companhia decorrente da utilização do ICMS do Ativo Fixo nas aquisições de compras com entrega futura. A Celpe reconheceu o crédito e impugnou o auto de infração; (ii) auto de infração contra a Companhia em 06/2010 no montante de R$ 34.451 decorrente de ICMS diferido nas aquisições de energia elétrica fora do Estado. A Celpe não reconheceu o débito e impugnou o auto de infração;

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(iii) autuação que ensejou a discussão sobre o valor do desconto, mediante o limite da legislação em vigor permitido e, autuação sobre isenções; e (iv). auto de infração contra a Celpe em 09/2011 no montante de R$ 213.546 mil decorrente de isenção aos clientes Rurais e Poder Público. A Companhia reconheceu parcialmente a procedência do auto e recolheu o valor que entende ser devido. A diferença remanescente de 185.393 foi objeto de impugnação administrativa.

Na Coelba, refere-se à (i) Autos de Infração lavrados pela Secretaria Estadual da Fazenda questionando o aproveitamento de créditos do ICMS decorrentes da aquisição de bens utilizados na atividade da Companhia, à luz do que dispõe o Regulamento do ICMS/BA. A Companhia não concorda com a autuação imposta pelo Fisco estadual por entender que a utilização dos referidos créditos está em sintonia com as disposições contidas na Lei Complementar 87/96. Para tanto, a Companhia tem utilizado os meios de defesa necessários para anular o lançamento de ofício; (ii) Auto de Infração que realizou a glosa do crédito do ICMS aproveitado em decorrência da aquisição de bens de informática e móveis destinados ao ativo permanente. A Companhia entende que o crédito é legítimo, por isso, mantém impugnação na esfera administrativa; (iii) Auto de Infração lavrado contra a Companhia questionando a concessão da redução da base de cálculo do ICMS aos consumidores tipificados no artigo 80, incisos I, II e III do RICMS/BA. A Companhia interpôs impugnação administrativa ao lançamento de ofício, argumentando que a definição das classes de consumo dos consumidores segue as determinações da legislação regulatória e que tais procedimentos já foram ratificados pela própria SEFAZ/BA, mediante soluções de consulta acerca do objeto da autuação; e (iv) Autos de Infração lavrados pela SEFAZ/BA arguindo supostas divergências entre o imposto declarado no arquivo do Convênio CONFAZ nº115/03 e o valor recolhido informado no demonstrativo de apuração do ICMS. A Companhia protocolou defesa administrativa argumentando a inexistência de recolhimento a menor e apontando que as causas da divergência residem no próprio layout do programa gerador do Convênio 115/03, que não captura todas as operações realizadas pela Companhia. Nos autos da impugnação administrativa foram juntadas todas as comprovações que afastam quaisquer dúvidas quanto à integridade dos recolhimentos do ICMS realizados pela Companhia.

(b) ISS – Na Coelba refere-se a autos de infração lavrados por diversos municípios questionando o não recolhimento do ISS próprio e substituição tributária. A Coelba entende que as autuações não procedem, por isso, apresentou impugnação administrativa para anular os efeitos dos autos de infração. Apesar disso, a Companhia optou constituir provisão contábil para os casos carentes de jurisprudências convergentes à tese articulada na defesa. Na Celpe, refere-se à discussão sobre a não-exigibilidade de créditos relativos a autos de infração lavrados pela Prefeitura do Recife e algumas prefeituras de cidades do interior do Estado, exigindo ISS sobre serviços taxados e serviços prestados por terceiros. Na Cosern, refere-se a autos de infração lavrados pela Prefeitura de Natal e algumas prefeituras de cidades do interior do Estado, exigindo ISS sobre serviço prestado por terceiros.

(c) CSLL – Na Coelba, refere-se ao Auto de infração lavrado pela Receita Federal questionando a exclusão da depreciação calculada sobre a correção monetária complementar (IPC/BTNF), na base de cálculo da CSLL. A Coelba interpôs impugnação administrativa defendendo a correção do procedimento adotado. Neste particular, as decisões judiciais proferidas tem sido favoráveis as contribuintes.

(d) IPTU – Na Coelba refere-se a demandas em esfera administrativa envolvendo cobrança de IPTU nos municípios de Salvador e Itabuna.

(e) REFIS – Refere-se à divergência no valor consolidado dos débitos declarados no parcelamento alternativo REFIS integralmente quitado em 03/05. No entanto, a Receita Federal alega que há saldo devedor em desfavor da Coelba. Objetivando evitar embaraços à suas atividades operacionais pelo cerceamento da concessão de certidões negativas, a Coelba utilizou os instrumentos judiciais cabíveis para suspender a exigibilidade do crédito tributário.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(f) PIS/COFINS – Coelba - correspondem a (i) Auto de Infração lavrado pela Receita Federal, arguindo ausência de recolhimento das contribuições para o PIS e COFINS sobre as receitas financeiras. A Coelba apresentou impugnação administrativa à referida cobrança e aguarda manifestação do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF. Ressalte-se que a incidência do PIS e da COFINS sobre receitas financeiras instituídas pela Lei 9718/98, foi objeto de declaração de inconstitucionalidade pelo Supremo Tribunal Federal; (ii) Indeferimento pela Receita Federal de pedidos de compensação de débitos fiscais com créditos de PIS e COFINS. A Companhia impetrou impugnação restabelecendo a suspensão da exigibilidade do crédito tributário.

(g) COFINS – Refere-se ao processo judicial onde a Cosern busca a compensação tributária do crédito de COFINS relativo a pagamento superior ao efetivamente devido em dezembro de 2008. Na Coelba, refere-se ao Auto de Infração lavrado em agosto de 2003 questionando o pagamento dos débitos de COFINS, referente aos meses de novembro e dezembro de 1998 e janeiro a fevereiro de 1999. Esses valores foram compensados com crédito de IRRF, pleiteado através do processo 10580.007.291/98-41, porém não foi observado o rito formal de compensação que é a utilização da Declaração de Compensação. Não obstante a Coelba protocolou defesa judicial sob o argumento de que a forma não deve prevalecer sobre a essência, ou seja, o mero descumprimento de formalidades acessórias não deve prejudicar créditos fiscais legítimos (princípio da essência sobre a forma). Processo aguardando julgamento do mérito. Na Celpe, os procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, ainda estão em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

(h) IRPJ - Autos de infração contra a Celpe sobre lucro inflacionário acumulado, realizado em valor inferior ao limite mínimo obrigatório, compensação e antecipação, todos ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais. Na Coelba, refere-se a auto de infração do ano-calendário 2003, motivado pela falta de retenção do IRRF incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio. A Coelba interpôs impugnação administrativa sob o argumento que o procedimento adotado está lastreado nas disposições contidas no Parecer Normativo COSIT n. 01/2002. Autos de infração na Coelba, Celpe, Cosern, Itapebi e Termopernambuco, decorrentes da falta de retenção do IRRF incidente sobre os juros sobre capital distribuído para a Neoenergia. As controladas entendem ser indevida a sanção imposta pelo Fisco Federal, por entender que seu procedimento está lastreado nas disposições contidas no Parecer Normativo n.º 01/2002. Adicionalmente, nas controladas Coelba, Celpe, Cosern, Itapebi e Termopernambuco houve autos de infração decorrentes da não adição da despesa de ágio contabilizado no período de 2006 a 2010 nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL. As controladas apresentaram impugnação, pois entendem que esse ágio, por ser derivado da expectativa de rentabilidade futura, é dedutível na apuração desses tributos.

(i) INSS - Autos de infração em relação às contribuições sociais não recolhidas pelos prestadores de serviços. Na Coelba, referem-se notificações fiscais de lançamento de débito – NFLD lavradas pelo INSS decorrentes do instituto da solidariedade fiscal na contratação de serviços. A Coelba apresentou impugnação argumentando que a imputação do débito ao contratante somente deve ocorrer após constatado a inadimplência do devedor principal. No entanto, foi constituída provisão contábil referente aos casos em que a Coelba não dispõe das guias que comprovam o recolhimento das obrigações pelos prestadores dos serviços

(j) ITD - Imposto sobre Transmissão “Causa Mortis” e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos – Autos de infração lavrados pela SEFAZ/BA contra a Coelba cobrando o recolhimento do ITD sobre a transferência de ativos de particulares para a concessão. A Coelba protocolou impugnação administrativa juntando manifestação do Superior Tribunal de Justiça contrária à incidência do referido imposto sobre essas operações

(k) CIDE - Autos de infração lavrados pela Receita Federal arguindo ausência de recolhimento da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico – CIDE. A Coelba apresentou impugnação administrativa argumentando a

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

inexistência de base legal na época em que ocorreram os fatos geradores. Processo encontra-se em curso no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF.

(l) Taxas diversas – Refere-se a notificações fiscais envolvendo taxa de licença para ocupação de áreas em vias e logradouros públicos e processos judiciais contra a cobrança da taxa de iluminação pública.

(m) Incentivo Fiscal Sudene – Coelba - corresponde à cobrança pela Receita Federal da multa de ofício exigida no processo de Representação Fiscal decorrente da falta de exclusão da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido no cálculo do lucro da exploração.

(n) Outras – Diversos processos fiscais tais como, questionamento de consumidor contra a cobrança de tributos em conta de energia, honorários advocatícios de processos fiscais, etc. Inclui ainda procedimento resultante de autuação fiscal contra a Celpe, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a CSLL e outros tributos, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais e na Cosern referem-se a demandas em esfera administrativa ou judicial que envolvem matérias não enquadradas nas hipóteses anteriores, ou que digam respeito a mais de uma exação fiscal.

Regulatória

					Consolidado	
					Valor provisionado	
Contingência regulatório	Ref.	Valor atualizado	Instância	Expectativa de perda	31/12/13	31/12/12
Auto de Infração ANEEL	(a)	22.215	1ª, 2ª e 3ª	Provável	22.215	17.787
Total		22.215			22.215	17.787

(a) Termo de Notificação referente à fiscalização da coleta de dados e apuração dos indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica, individuais e globais, de 2009 e 2010. Em 03/09/2012 a Coelba impetrou recurso administrativo na ANEEL.

Ambiental

					Consolidado		
					Valor provisionado		
Contingência ambiental	Ref.	Valor atualizado	Instância	Expectativa de perda	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Licença ambiental		15.177	1ª, 2ª e 3ª	Provável	15.177	14.284	12.197
Total		15.177			15.177	14.284	12.197

A Itapebi firmou, em 21 de novembro de 2002, acordo com o autor da ação popular, impetrada em setembro de 2002, e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, visando definir a compensação adicional de impactos sócio-ambientais decorrentes da implantação do empreendimento denominado Usina Hidrelétrica de Itapebi. As deliberações contidas no acordo compreendem dentre outras: elaboração de estudos, regularização fundiária das unidades, elaboração de plano de manejo e proteção. Esse acordo foi valorizado em R$ 8.042 e provisionado no balanço de 31 de dezembro de 2002.

Como condicionante da licença de operação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, a Itapebi desenvolveu novos projetos definindo medidas ambientais compensatórias da exploração do potencial hidrelétrico relacionadas à aquisição de terras, assessoria ambiental, assessoria jurídica, administração do meio ambiente, incluindo consolidação, monitoramento e proteção ambiental. O custo orçado destes projetos foi estimado em R$ 12.868 e encontra-se registrado contabilmente.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

26. OUTROS PASSIVOS

A Composição do saldo é como segue:

		Consolidado		
	Ref	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Consumidores	(a)	69.306	62.639	67.506
Empregados - adiantamento acordo coletivo		55	34	45
Plano de saúde (fundo de reserva)	(b)	4.347	10.497	13.146
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		2.537	8.997	6.564
Empréstimos compulsórios - ELETROBRÁS		293	293	293
Convênios		7.974	256	169
Caução em garantia	(c)	155.662	114.234	63.050
FGTS conta empresa		336	336	336
Encargos CBEE		116	1.807	1.868
Taxa iluminação pública - TIP	(d)	1.881	8.590	8.466
Adiantamentos recebidos	(e)	211.461	44.430	45.759
Devolução recursos - ELETROBRÁS		-	-	70.189
Cooperativas - Aquisição de ativos	(f)	46.655	73.318	-
Outras		19.839	17.543	14.520
Total		**520.462**	**342.974**	**291.911**
Circulante		476.590	272.042	254.849
Não circulante		43.872	70.932	37.062

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(b) Fundo de Reserva constituído por contribuições sob a forma de pré-pagamento para o Plano de Saúde Bradesco da Coelba, por parte da controlada e participantes (empregados ativos, empregados da FAELBA e assistidos – empregados inativos, aposentados e pensionistas), para atender as despesas futuras com a assistência médica (ambulatorial e hospitalar) e odontológica, de seus participantes (titulares e dependentes). O saldo é atualizado mensalmente pela variação de 100% do CDI.

(c) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas clausulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(d) Taxa Iluminação Pública – TIP - Corresponde a valores arrecadados a serem repassados as Prefeituras.

(e) Adiantamentos recebidos – referem-se principalmente a adiantamentos para execução de serviços técnicos como deslocamento de postes, de rede de distribuição e de linha de transmissão.

(f) Conforme estabelecido no Manual de Operacionalização Financeira do Programa Luz para Todos o resultado do processo de encerramento do crédito do Contrato ECFS-239/2008 e aditivo, aprovado pela Eletrobrás, MME e Coelba, resultou em saldo a ser devolvido, no montante de R$ 70.189, a título de restituição de adiantamentos de recursos de RGR e CDE. Os recursos a serem devolvidos serão atualizados pela taxa SELIC desde a data de aprovação do processo de encerramento do crédito até o dia do efetivo pagamento.

27. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O capital social em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012, subscrito e integralizado é de R$ 4.739.025.

A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

	Lote de mil ações	
	Ações Ordinárias	
Acionistas	Única	%
Iberdrola Energia S A	2.281.748	39,00%
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.301.396	22,24%
BB - Banco de Investimentos S A	701.327	11,99%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	1.566.165	26,77%
Total	5.850.636	100,00%

	R$ Mil	
	Ações Ordinárias	
Acionistas	Única	%
Iberdrola Energia S A	1.848.220	39,00%
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.054.133	22,24%
BB - Banco de Investimentos S A	568.076	11,99%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	1.268.596	26,77%
Total	4.739.025	100,00%

Reserva de Lucro

Reserva de Incentivo Fiscal nas controladas

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC nº 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do trimestre, e posteriormente será transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

Por conta disso, a Coelba, Cosern, Celpe, Itapebi e Termopernambuco formalizaram pleito à Sudene/Adene e obtiveram o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais, conforme a seguir:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Empresa	Laudo constitutivo nº	Redução
COELBA	0145/2011	75%
COELBA	0144/2005	75%
COELBA	0039/2002	25%
CELPE	0157/2010	75%
CELPE	0039/2002	25%
COSERN	0183/2010	75%
COSERN	0038/2002	25%
ITAPEBI	0307/2003	75%
TERMOPE	0118/2005	75%
TERMOPE	0119/2005	75%

A Coelba, Celpe, Cosern, Itapebi e Termopernambuco apuraram, respectivamente até 31 de dezembro de 2012, os valores de R$ 136,802, R$ 0.00, R$ 44.866, R$ 35.811 e R$ 0.00 (143.060, R$ 40.628, R$ 32.951, R$ 28.131 e R$ 11.497 em 31 de dezembro de 2011 respectivamente) de incentivo fiscal SUDENE, calculados com base no Lucro da Exploração. Conforme descrito na nota explicativa nº 3, em atendimento aos requerimentos da Lei nº 11.638/07 o efeito do benefício fiscal passou a ser contabilizado no resultado do exercício das controladas. As controladas excluem esse efeito para fins e cálculo dos dividendos, conforme permitido para Lei nº 11.638/07.

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Reserva de Retenção de Lucros

A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembléia Geral.

Em 31 de dezembro de 2013, a Neoenergia mantém em seu patrimônio líquido Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R$ 3.972.613 (R$ 5.920.669 em 31 de dezembro de 2012 e R$ 3.972.613 em 1º de dezembro de 2011) a qual foi constituída de acordo com o artigo nº 196 da Lei das S.A, visando a realização de investimentos futuros.

Outros Resultados Abrangentes

No patrimônio líquido, a demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26 (R1), inclui os ganhos e perdas, não realizados, decorrentes da mensuração a valor justo do ativo financeiro disponível para venda, líquida dos efeitos tributários. Até 31 de dezembro de 2011 os ajustes decorrentes da atualização monetária dos ativos financeiros de concessão nas distribuidoras foram reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, impactando a Controladora quando da aplicação da equivalência sobre esses resultados, correspondendo esses, a totalidade do Resultado Abrangente auferido na Controladora até essa data. A partir de 2012 somente foram reconhecido em Outros Resultados Abrangentes os ajustes a valor justo dos ativos financeiros de concessão das distribuidoras, trazidos por equivalência; e demais resultados abrangentes auferidos na controladora decorrentes de alterações no capital social de suas investidas ajustados por equivalência diretamente no patrimônio, pois não decorreram do resultado do exercício.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

28. RECEITA LÍQUIDA

Segue a composição da receita líquida da controladora e consolida por natureza e suas deduções:

		Consolidado	
	Ref.	31/12/13	31/12/12
Fornecimento de energia elétrica	(a)	5.667.590	6.168.845
Receita de distribuição, geração e comercialização		5.319.374	5.805.731
Remuneração financeira wacc		348.216	363.114
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	195.746	318.619
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	6.554.189	7.545.078
Receita de distribuição		6.511.294	7.446.939
Remuneração financeira wacc		42.895	98.139
Receita de concessão		33.184	29.271
Receita de construção da infraestrutura da concessão		1.403.800	1.905.148
Outras receitas	(d)	550.062	221.150
Total receita bruta		14.404.571	16.188.111
(-) Deduções da receita bruta	(e)	(3.790.273)	(4.537.738)
Total		10.614.298	11.650.373

(a) Fornecimento de Energia

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

	Consolidado					
	Nº de consumidores faturados (*)		MWh (*)		R$ mil	
	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)
Consumidores:						
Residencial	8.713.960	8.438.933	12.499.419	11.157.382	4.635.306	5.066.091
Industrial	36.222	37.397	4.533.500	4.907.196	1.290.927	1.708.079
Comercial	613.346	595.358	6.298.180	5.932.413	2.571.243	2.929.896
Rural	436.092	427.020	2.555.590	2.401.861	475.567	537.756
Poder público	82.191	80.839	1.618.475	1.486.435	593.369	677.812
Iluminação pública	28.019	27.341	1.455.757	1.329.879	285.033	310.858
Serviço público	15.294	14.408	1.731.919	1.689.151	377.405	475.673
Consumo próprio	804	745	33.145	31.775	-	-
Suprimento	137	139	7.841.713	7.846.870	936.130	892.439
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(18.941)	109.195
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo (1)	-	(3)	-	-	(6.222.570)	(7.127.350)
	9.926.065	9.622.177	38.567.698	36.782.962	4.923.469	5.580.449
Subvenção à tarifa social baixa renda	-	-	-	-	744.121	588.396
Total	9.926.065	9.622.177	38.567.698	36.782.962	5.667.590	6.168.845

(1) Em atendimento ao Despacho ANEEL n˚ 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma “tusd média” calculada a partir da tusd homologada para consumidores cativos.

(*) Informações não auditadas.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(b) Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pelas Companhias do Grupo.

(c) Disponibilização do Sistema de Distribuição

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

		Consolidado	
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	Ref.	31/12/13	31/12/12
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor livre		331.619	417.729
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(1)	6.222.570	7.127.349
Total		6.554.189	7.545.078

(1) Vide comentários nota (a), acima.

(d) Outras receitas

	Consolidado	
	31/12/13	31/12/12
		(Reapresentado)
Renda da prestação de serviços	105.069	88.917
Arrendamentos e aluguéis	58.465	62.116
Serviço taxado	20.461	20.547
Taxa de iluminação pública	15.735	16.267
Administração de faturas de fraudes	2.081	(9.236)
Comissão serviços de terceiros	4.462	4.855
Multa infração consumidor	6.987	6.439
Ressarcimento Comercialização de Energia	166.015	14.946
Subvenção CDE	167.780	-
Outras receitas	3.007	16.299
Total	550.062	221.150

(e) Deduções da receita bruta

As deduções da receita bruta têm a seguinte composição por natureza de gasto:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado	
Deduções da receita bruta	31/12/13	31/12/12 (Reapresentado)
Impostos:		
ICMS	(2.370.151)	(2.611.705)
PIS	(212.943)	(240.850)
COFINS	(1.042.403)	(1.108.662)
ISS	(8.996)	(10.319)
Encargos Setoriais:		
Quota para reserva global de reversão - RGR	(10.627)	(84.266)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(21.173)	(75.516)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC	(16.783)	(276.197)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(39.651)	(45.330)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(16.851)	(16.564)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(8.426)	(8.282)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(28.940)	(27.591)
Encargos do consumidor - PROINFA	(5.395)	(4.572)
Encargos do consumidor - Tesouro Nacional	(7.934)	(24.844)
Outros	-	(3.040)
Total	(3.790.273)	(4.537.738)

(f.1) Coelba

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2012, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 10,73%, sendo 7,53% relativo ao reajuste econômico e de 3,19% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 6,57% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2012 com vigência até 21 de abril de 2013. Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 7,36%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, o aumento médio foi de 6,15%.

(f.2) Celpe

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 1.283, de 24 de abril de 2012, publicada no diário oficial da união de 27 de abril de 2012, fixou em 7,71% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 7,70% relativos ao reajuste tarifário anual e 0,01% aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores cativos é de 5,41%. Coincidentemente este efeito médio se mantém o mesmo para os clientes atendidos tanto em baixa tensão (residências e outros) quanto em alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande porte). As tarifas homologadas pela ANEEL estarão em vigor no período de 29 de abril de 2012 a 28 de abril de 2013.

(f.3) Cosern

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 1.279, de 18 de abril de 2012, publicada no diário oficial da

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

união de 20 de abril de 2012, fixou em 10,28% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 9,70% relativos ao reajuste tarifário anual e 0,58% aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores cativos é de 6,43% sendo 6,05% para os atendidos em baixa tensão (residências e outros) e 7,35% para os de alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande porte). As tarifas homologadas pela ANEEL estarão em vigor no período de 22 de abril de 2012 a 21 de abril de 2013.

29. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	Controladora	
	31/12/13	31/12/12
Pessoal	(3.791)	(5.935)
Administradores	-	(6.079)
Entidade de previdência privada	(78)	(193)
Material	(47)	(29)
Serviços de terceiros	(10.554)	(4.825)
Depreciação e amortização	(3.178)	(3.194)
Arrendamentos e alugueis	(451)	(125)
Tributos	(374)	(67)
Provisões Líquidas - Contingências	(1.490)	-
Alienação / Desativação de bens e direitos	(54.799)	-
Outros	-	(7.376)
Total custos / despesas	(74.762)	(27.823)

		Consolidado				
		31/12/13				31/12/12
Custos / Despesas	Ref.	Custos de bens e serviços vendidos	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total
Pessoal	(a)	(233.448)	(107.457)	(205.219)	(546.124)	(461.486)
Administradores		-	-	(9.435)	(9.435)	(18.770)
Entidade de previdência privada		(11.618)	(4.162)	(12.909)	(28.689)	(21.712)
Material		(40.387)	(2.353)	(2.054)	(44.794)	(36.888)
Combustível para produção de energia		(296.990)	-	-	(296.990)	(224.025)
Serviços de terceiros		(489.738)	(286.130)	(207.757)	(983.625)	(904.691)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica–TFSEE		(19.790)	-	-	(19.790)	(20.560)
Outorga da concessão pela utilização do bem público		-	-	-	-	28
Outorga da concessão pela utilização de recursos hídricos		-	-	-	-	(6.860)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH		(6.982)	-	-	(6.982)	(1.031)
Energia elétrica comprada para revenda	(b)	(4.324.522)	-	-	(4.324.522)	(4.343.487)
Encargos de uso de rede	(c)	(422.390)	-	-	(422.390)	(720.033)
Depreciação e amortização	(d)	(488.748)	(74.141)	(32.264)	(595.153)	(587.826)
Arrendamentos e alugueis		(5.328)	(1.067)	(7.385)	(13.780)	(13.164)
Tributos		(2.148)	(2.070)	(4.762)	(8.980)	(7.209)
Provisões líquidas - PCLD		(3.225)	(35.302)	-	(38.527)	(412.734)
Perdas conta a receber/consumidores		-	(129.113)	-	(129.113)	(164.987)
Provisões líquidas - contingências		(262)	-	4.672	4.410	10.793
Provisões atuariais		-	-	-	-	(8.463)
Custo de construção da infraestrutura da concessão		(1.403.798)	-	-	(1.403.798)	(1.905.147)
Alienação / desativação de bens e direitos		(119)	-	(79.030)	(79.149)	(18.432)
Outros	(e)	(21.641)	(10.813)	(104.356)	(136.810)	(116.565)
Total custos / despesas		(7.771.134)	(652.608)	(660.499)	(9.084.241)	(9.983.249)

a) Custo e Despesa de Pessoal

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Controladora		Consolidado	
Pessoal	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
				(Reapresentado)
Remunerações	(5.755)	-	(289.461)	(247.506)
Encargos sociais	(433)	(563)	(138.632)	(131.714)
Auxílio alimentação	(6)	(67)	(32.983)	(29.728)
Convênio assistencial e outros benefícios	(1.434)	(1.160)	(22.326)	(19.245)
Rescisões	4.000	(4.000)	(21.679)	(30.877)
Provisão para férias e 13º salário	(45)	-	(66.145)	(64.758)
Plano de saúde	(118)	(145)	(26.892)	(14.764)
Contencioso trabalhista	-	-	(20.016)	(21.479)
Participação nos resultados	-	-	(43.907)	(49.266)
Encerramento de ordem em curso	-	-	(4.314)	(5.636)
(-) Transferências para ordens	-	-	120.231	153.487
Total	(3.791)	(5.935)	(546.124)	(461.486)

b) Energia Elétrica Comprada para Revenda

	Consolidado			
	31/12/13		31/12/12	
Energia Elétrica Comprada para Revenda	R$	MWh (*)	R$	MWh (*)
Terceiros	(4.389.374)	29.005.946	(4.241.800)	28.918.721
Partes Relacionadas	(32.889)	7.125.863	(90.391)	7.233.325
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	(457.399)	826.846	(215.732)	631.584
Proinfa	(173.568)	760.484	(149.024)	776.850
Encargo de Energia de Reserva - EER	(22.661)	-	(66.850)	-
Recursos CDE	248.436	-	-	-
Créditos de PIS e COFINS	502.933	-	420.310	-
Total	(4.324.522)	37.719.139	(4.343.487)	37.560.480

(*) Informações não auditadas.

c) Custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

	Consolidado	
Encargos de uso do sistema de transmissão	31/12/13	31/12/12
		(Reclassificado)
Terceiros	(326.515)	(653.349)
Partes relacionadas	(4.285)	(242)
Encargo de Energia de Reserva - EER	(426.470)	(119.891)
Recursos CDE	307.757	-
Crédito PIS / COFINS	27.123	53.449
Total	(422.390)	(720.033)

d) Depreciação e amortização

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado	
Depreciação e Amortização	31/12/13	31/12/12
Quota de depreciação e amortização no exercício	(606.940)	(599.261)
(-) Depreciação e Amortização transferida para ordens em curso	(209)	(221)
(-) Crédito PIS/COFINS	11.996	11.656
Depreciação e Amortização residual no resultado	(595.153)	(587.826)

e) Outros Custos e Despesas Operacionais

	Controladora		Consolidado	
Outros custos e despesas Operacionais	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Seguros	-	(8)	(12.018)	(11.526)
Doações e contribuições	-	(704)	(1.484)	(3.531)
Recuperação de despesa	-	-	7.499	7.742
Transporte	-	-	-	(16)
Publicações e avisos de desligamentos	-	-	(23)	(25)
Órgãos de classe do Setor Elétrico	-	-	(6.036)	(4.909)
Despesas de viagem	-	(38)	(11.292)	(8.368)
Consumo próprio e energia elétrica	-	-	(12.076)	(13.685)
Propaganda e publicidade	-	(116)	(8.415)	(6.846)
Indenização processos cíveis e fiscais	-	-	(52.581)	(38.685)
Alimentação	-	(8)	(2.985)	(2.064)
Multas ANEEL	-	-	-	-
Encerramento de ordem em curso	-	(1.917)	(412)	(2.956)
Contencioso trabalhista - Terceiros	-	-	(5.414)	(5.450)
Perda Operacional	-	-	(9.473)	-
Contencioso trabalhista - Terceiros	-	-	(14.404)	(13.534)
Outros	-	(4.585)	(7.696)	(12.712)
Total	-	(7.376)	(136.810)	(116.565)

30. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

A Composição da receita financeira é a seguinte:

	Controladora	
	31/12/13	31/12/12
Renda de aplicações financeiras	124.281	236.047
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	20.834	10.062
Outras receitas financeiras	6	-
Total	145.121	246.109

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado	
Receita Financeira	31/12/13	31/12/12
		(Reapresentado)
Renda de aplicações financeiras	219.014	332.663
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	174.948	173.358
Variação monetária	187.289	79.827
Variação cambial	107.041	51.242
Operações swap	254.421	83.703
Receita Financeira da Concessão	98.943	123.152
Outras receitas financeiras	22.010	25.422
Total	1.063.666	869.367

A Composição da despesa financeira é a seguinte:

		Controladora	
Despesa Financeira		31/12/13	31/12/12
Encargos de dívida		-	(515)
Outras despesas financeiras	(a)	(25.237)	(20.435)
Total		(25.237)	(20.950)

(a) Corresponde basicamente ao PIS e COFINS sobre os JSCP recebidos das investidas.

	Consolidado	
Despesa financeira	31/12/13	31/12/12
		(Reapresentado)
Encargos de dívida	(424.670)	(457.473)
Variação monetária	(195.243)	(150.451)
Variação cambial	(239.366)	(71.192)
Operações swap	(171.361)	(86.593)
Multas regulatórias	(45.849)	(67.922)
Perda acréscimos moratórios	(2.089)	(4.483)
Déficit Avaliação Atuarial - Benefícios pós-emprego	(33.178)	(25.101)
Previdência Privada	(16.456)	(43.839)
Outras despesas financeiras	(67.411)	(76.473)
Total	(1.195.623)	(983.527)

31. PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação no consolidado em 31 de dezembro de 2013 foi de R$ 43.833 (R$ 49.266 em 31 de dezembro de 2012), a qual é considerado o benefício de curto prazo. A companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

32. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

			Controladora					
			31/12/13			31/12/12		31/12/12
Empresas	Ref	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
COELBA		Dividendos	-	-	-	46.694	-	-
		Juros sobre capital próprio	100.061	-	-	99.830	-	-
	(a)	Adiantamento - AFAC	2.402	-	-	2.402	-	-
		Aluguel/Comodato	-	-	1.068	83	-	-
		Outros	-	-	-	-	46	-
			102.463	-	1.068	149.009	46	-
CELPE		Dividendos	-	-	-	2.338	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	345	-	-	-	-	-
		Aluguel/Comodato	54	-	592	66	-	-
			399	-	592	2.404	-	-
		Dividendos	2.187	-	-	12.186	-	-
		Juros sobre capital próprio	32.871	-	-	30.547	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	27	-	-	-	-	-
		Aluguel/Comodato	-	-	-	17	-	-
			35.085	-	-	42.750	-	-
TERMOPERNAMBUCO		Dividendos	1.182	-	-	1.016	-	-
			1.182	-	-	1.016	-	-
TERMOAÇU		Aluguel/Comodato	-	-	196	-	-	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	343	-	-
		Outros	172	-	-	-	-	-
			172	-	196	343	-	-
ITAPEBI		Juros sobre capital próprio	616	-	-	9.548	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	541	-	-	-	-	-
		Aluguel/Comodato	66	-	788	66	-	-
			1.222	-	788	9.614	-	-
GERAÇÃO CIII		Dividendos	27.613	-	-	25.462	-	-
		Juros sobre capital próprio	8.080	-	-	-	-	-
			35.693	-	-	25.462	-	-
NC ENERGIA		Dividendos	62.083	-	-	36.326	-	-
		Juros sobre capital próprio	1.288	-	-	510	-	-
		Aluguel/Comodato	-	-	351	-	-	-
			63.371	-	351	36.836	-	-
NEOENERGIA SERVIÇOS		Dividendos	2.473	-	-	653	-	-
		Juros sobre capital próprio	-	-	-	145	-	-
			2.473	-	-	798	-	-
GARTER	(a)	Adiantamento - AFAC	-	-	-	2	-	-
		Outros	2	-	-	-	-	-
			2	-	-	2	-	-
BAGUARI I		Dividendos	7.105	-	-	9.695	-	-
		Juros sobre capital próprio	9.316	-	-	6.985	-	-
			16.421	-	-	16.680	-	-
BAHIA PCH I		Dividendos	32.135	-	-	18.701	-	-
			32.135	-	-	18.701	-	-
BAHIA PCH II		Outros	2.167	-	-	2.167	-	-
			2.167	-	-	2.167	-	-
BAHIA PCH III		Outros	1.198	-	-	1.198	-	-
			1.198	-	-	1.198	-	-
RIO PCH I		Dividendos	10.543	-	-	9.577	-	-
		Outros	-	-	-	4	-	-
			10.543	-	-	9.581	-	-
NEOENERGIA INVESTIMENTOS	(a)	Adiantamento - AFAC	-	-	-	2.000	-	-
		Outros	-	-	-	700	-	-
			-	-	-	2.700	-	-
GOIAS SUL		Dividendos	9.437	-	-	1.891	-	-
			9.437	-	-	1.891	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL	(a)	Adiantamento - AFAC	-	-	-	24.739	-	-
			-	-	-	24.739	-	-
SE NARANDIBA		Dividendos	5.496	-	-	958	-	-
			5.496	-	-	958	-	-
PCH ALTO DO RIO GRANDE		Outros	2	-	-	-	-	-
			2	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO		Dividendos	340	-	-	2.372	-	-
		Outros	5	-	-	-	-	-
			345	-	-	2.372	-	-
AFLUENTE TRANSMISSÃO		Dividendos	-	-	-	3.691	-	-
			-	-	-	3.691	-	-
ÁGUAS DA PEDRA		Dividendos	34	-	-	-	-	-
			34	-	-	-	-	-
TELES PIRES PART.		Outros	-	-	-	-	10	-
			-	-	-	-	10	-
ENERGY WORKS		Dividendos	13.751	-	-	13.751	-	-
		Juros sobre capital próprio	6.251	-	-	6.761	-	-
			20.002	-	-	20.512	-	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL		Dividendos	2.539	-	-	565	-	-
			2.539	-	-	565	-	-
Neoenergia O&M		Dividendos	436	-	-	-	-	-
			436	-	-	-	-	-
BB - Banco do Brasil Investimentos S.A.		Juros sobre capital próprio	-	11.492	-	-	15.772	-
			-	11.492	-	-	15.772	-
Previ - Caixa de Previdência dos Funcionários do		Juros sobre capital próprio	-	6.912	-	-	34.425	-
			-	6.912	-	-	34.425	-
Iberdrola Energia S.A		Juros sobre capital próprio	-	10.306	-	-	51.308	-
			-	10.306	-	-	51.308	-
Fundo Mútuo Invest. em Ações Cart. Livre - BB		Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	41.432	-
			-	-	-	-	41.432	-
521 Participações S.A.		Outros	-	-	-	15	-	-
			-	-	-	15	-	-

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

			Consolidado					
			31/12/13			31/12/12		31/12/12
Empresas	Ref	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
COELBA		Energia fornecida	85.315	-	477.923	44.194	-	448.443
		Uso da rede	1.919	291	16.474	2.050	147	19.562
		Prestação de serviço	4	-	26	2	-	(2)
		Dividendos	-	-	-	46.694	-	-
		Juros sobre capital próprio	100.061	-	-	99.830	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	4.381	-	-	1.868	-
		Adiantamento - AFAC	2.402	-	-	2.402	-	-
		Aluguel/Comodato	-	-	1.068	83	-	-
		Reembolso de despesa	-	13	(263)	-	31	(498)
		Outros	-	6	(67)	-	55	(67)
			189.701	4.691	495.161	195.255	2.101	467.438
CELPE		Energia fornecida	80.395	-	553.798	70.798	-	498.783
		Uso da rede	62	149	(1.931)	71	347	764
		Prestação de serviço	444	-	5.301	437	-	5.619
		Dividendos	-	-	-	2.338	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	5.461	994	-	2.749	1.461	(6.659)
		Aluguel/Comodato	54	-	592	66	-	-
			86.416	1.143	557.760	76.459	1.808	498.507
COSERN		Energia fornecida	418	-	3.307	405	-	3.134
		Uso da rede	5	-	65	13	-	111
		Prestação de serviço	218	-	2.819	87	-	2.734
		Dividendos	2.187	-	-	12.186	-	-
		Juros sobre capital próprio	32.871	-	-	30.547	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	375	1.643	-	371	984	-
		Aluguel/Comodato	-	-	-	17	-	-
			36.074	1.643	6.191	43.626	984	5.979
TERMOPERNAMBUCO		Energia fornecida	-	-	174.043	18.209	-	128.727
		Energia comprada	-	100.824	(639.002)	-	81.724	(575.097)
		Uso da rede	8	44	(428)	6	39	(426)
		Dividendos	1.182	-	-	1.016	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	4.494	-	39	231	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	1.180	-	-
		Outros	24	-	-	-	-	-
			1.214	105.362	(465.387)	20.450	81.994	(446.796)
TERMOAÇU		Aluguel/Comodato	-	-	196	-	-	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	343	-	-
		Outros	172	-	-	-	-	-
			172	-	196	343	-	-
ITAPEBI		Energia fornecida	523	-	12.989	460	-	5.439
		Energia comprada	-	58.944	(344.700)	-	27.646	(323.277)
		Uso da rede	6	-	80	5	-	62
		Prestação de serviço	238	-	1.337	71	-	892
		Juros sobre capital próprio	616	-	-	9.548	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	8.572	314	-	4.278	1.055	-
		Aluguel/Comodato	66	-	788	66	-	-
		Reembolso de despesa	-	5.119	-	-	6.300	-
		Outros	-	2.151	-	-	4.730	-
			10.021	66.528	(329.506)	14.428	39.731	(316.884)
GERAÇÃO CIII		Energia fornecida	45	-	1.306	37	-	380
		Prestação de serviço	333	-	3.980	300	-	3.584
		Dividendos	27.613	-	-	25.462	-	-
		Juros sobre capital próprio	8.080	-	-	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	103	-	-	197	-
		Reembolso de despesa	1.951	-	-	1.951	-	-
			38.022	103	5.286	27.750	197	3.964
NC ENERGIA		Energia fornecida	241	-	4.022	274	-	3.241
		Energia comprada	-	2.998	(200.855)	-	20.958	(148.027)
		Dividendos	62.083	1.428	-	36.326	1.238	-
		Juros sobre capital próprio	1.288	-	-	510	13	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	257	-	-	266	-
		Aluguel/Comodato	-	-	351	-	-	-
		Reembolso de despesa	1.236	-	-	1.238	-	-
		Outros	-	311	-	-	-	-
			64.848	4.994	(196.482)	38.348	22.475	(144.786)
NEOENERGIA SERVIÇOS		Prestação de serviço	-	661	(20.582)	-	1.560	(22.498)
		Dividendos	3.910	-	-	1.966	-	-
		Juros sobre capital próprio	-	-	-	158	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	50	-	-	68	-
		Reembolso de despesa	-	99	-	-	-	-
			3.910	810	(20.582)	2.124	1.628	(22.498)
GARTER		Adiantamento - AFAC	-	-	-	2	-	-
		Outros	2	-	-	-	-	-
			2	-	-	2	-	-
BAGUARI I		Energia fornecida	-	-	246	-	-	-
		Energia comprada	-	962	(7.783)	-	891	(7.358)
		Uso da rede	1	-	8	-	-	6
		Dividendos	7.105	-	-	9.695	-	-
		Juros sobre capital próprio	9.316	-	-	6.985	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	162	-	-	172	-
		Reembolso de despesa	1.932	-	-	1.932	-	-
			18.354	1.124	(7.529)	18.612	1.063	(7.352)
BAHIA PCH I		Energia fornecida	-	-	-	-	-	1.889
		Energia comprada	-	-	(1.189)	-	-	-
		Uso da rede	119	-	652	64	-	759
		Prestação de serviço	316	-	1.815	-	-	-
		Dividendos	32.135	-	-	18.701	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	172	-	-	100	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	1.305	-	-
			32.570	172	1.278	20.070	100	2.648

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

			Consolidado					
			31/12/13			31/12/12		31/12/12
Empresas	Ref	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
BAHIA PCH II		Reembolso de despesa	520	-	-	520	-	-
		Outros	2.167	-	-	2.167	-	-
			2.687	-	-	2.687	-	-
BAHIA PCH III		Outros	1.198	-	-	1.198	-	-
			1.198	-	-	1.198	-	-
RIO PCH I		Energia fornecida	-	-	1.243	-	-	-
		Energia comprada	-	775	(7.080)	-	773	(7.256)
		Prestação de serviço	783	-	2.408	185	-	2.275
		Dividendos	10.543	-	-	9.577	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	162	-	-	112	-
		Reembolso de despesa	-	-	-	1.298	-	-
		Outros	-	-	-	4	-	-
			11.326	937	(3.429)	11.064	885	(4.981)
NEOENERGIA INVESTIMENTOS		Prestação de serviço	-	-	-	-	-	257
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	11	-	-	49	-
		Adiantamento - AFAC	-	-	-	2.000	-	-
		Outros	-	-	-	700	-	-
			-	11	-	2.700	49	257
GOIAS SUL		Energia fornecida	-	-	75	-	-	-
		Energia comprada	-	592	(4.795)	-	555	(4.532)
		Prestação de serviço	344	-	2.105	163	-	2.000
		Dividendos	9.437	-	-	1.891	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	100	-	-	58	-
		Reembolso de despesa	2.127	-	-	2.127	-	-
			11.908	692	(2.615)	4.181	613	(2.532)
GERAÇÃO CÉU AZUL		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	8	-	-	4	-
		Adiantamento - AFAC	-	-	-	24.739	-	-
			-	8	-	24.739	4	-
SE NARANDIBA		Uso da rede	-	401	(3.424)	-	386	(3.283)
		Prestação de serviço	164	-	995	-	-	-
		Dividendos	5.496	-	-	958	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	-	-	-	77	-
			5.660	401	(2.429)	958	463	(3.283)
PCH ALTO DO RIO GRANDE		Reembolso de despesa	495	-	-	495	-	-
		Outros	2	-	-	-	-	-
			497	-	-	495	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO		Energia fornecida	278	-	1.115	165	-	873
		Energia comprada	-	2.121	(24.465)	-	1.979	(23.257)
		Uso da rede	172	-	1.048	91	-	1.098
		Prestação de serviço	163	-	195	-	-	-
		Dividendos	340	-	-	2.372	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	16	-	-	63	1
		Reembolso de despesa	-	-	-	-	1.077	-
		Outros	5	-	-	-	-	-
			958	2.137	(22.107)	2.628	3.119	(21.285)
AFLUENTE TRANSMISSÃO		Energia fornecida	6	-	73	8	-	92
		Uso da rede	-	1.406	(12.477)	-	1.370	(11.997)
		Prestação de serviço	755	-	4.501	373	75	3.498
		Dividendos	-	-	-	3.691	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	241	-	-	361	-
		Aluguel/Comodato	-	-	(22)	-	2	(24)
		Reembolso de despesa	-	-	-	1.079	-	-
			761	1.647	(7.925)	5.151	1.808	(8.431)
BELOMONTE PARTICIPAÇÕES		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	10	-	-	11	-
			-	10	-	-	11	-
ÁGUAS DA PEDRA		Energia comprada	-	4.331	(31.315)	-	4.056	(33.040)
		Uso da rede	4	-	59	3	-	41
		Dividendos	34	-	-	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	652	-	-	753	-
			38	4.983	(31.256)	3	4.809	(32.999)
TELES PIRES PART.		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	11	-	-	-	-
		Outros	-	-	-	-	10	-
			-	11	-	-	10	-
CIA. TELES PIRES		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	5.168	-	-	1.121	-
			-	5.168	-	-	1.121	-
ENERGY WORKS		Energia fornecida	14	-	24	14	-	29
		Dividendos	13.751	7.152	-	13.751	7.209	-
		Juros sobre capital próprio	6.251	-	-	6.761	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	280	-	-	186	-
			20.016	7.432	24	20.526	7.395	29
CAPUAVA		Dividendos	7.152	-	-	7.209	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	114	-	-	190	-
			7.152	114	-	7.209	190	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	58	-	-	241	-
			-	58	-	-	241	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL		Dividendos	2.539	-	-	565	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	42	-	-	59	-
			2.539	42	-	565	59	-

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

			Consolidado					
			31/12/13			31/12/12		31/12/12
Empresas	Ref	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
CALANGO 1		Energia fornecida	219	-	219	-	-	-
		Energia comprada	-	110	(441)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	40	-	-	172	-
			219	150	(221)	-	172	-
CALANGO 2		Energia fornecida	174	-	174	-	-	-
		Energia comprada	-	93	(377)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	105	-	-	414	-
			174	198	(202)	-	414	-
CALANGO 3		Energia fornecida	219	-	219	-	-	-
		Energia comprada	-	110	(441)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	108	-	-	434	-
			219	218	(221)	-	434	-
CALANGO 4		Energia fornecida	290	-	290	-	-	-
		Energia comprada	-	102	(409)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	15	-	-	193	-
			290	117	(118)	-	193	-
CALANGO 5		Energia fornecida	216	-	216	-	-	-
		Energia comprada	-	107	(347)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	19	-	-	396	-
			216	126	(130)	-	396	-
MEL 2		Energia fornecida	-	-	1.564	-	-	-
		Energia comprada	-	74	(290)	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	67	-	-	46	-
			-	141	1.274	-	46	-
ARIZONA 1		Energia fornecida	1.771	-	7.259	-	-	-
		Energia comprada	-	99	(568)	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	120	-	-	313	-
			1.771	219	6.691	-	313	-
CAETITÉ 1		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	32	-	-	174	-
			-	32	-	-	174	-
CAETITÉ 2		Energia fornecida	4.694	-	4.694	-	-	-
		Energia comprada	-	91	(861)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	61	-	-	252	-
			4.694	152	3.834	-	252	-
CAETITÉ 3		Energia fornecida	512	-	5.048	-	-	-
		Energia comprada	-	91	(870)	-	-	-
		Uso da rede	-	-	1	-	-	-
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	74	-	-	229	-
			512	165	4.179	-	229	-
Neoenergia O&M		Prestação de serviço	-	2.829	(2.779)	-	-	-
Neoenergia O&M		Dividendos	436	-	-	-	-	-
		Reembolso de despesa	99	-	-	-	-	-
			535	2.829	(2.779)	-	-	-
Portiguar Sul		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	8	-	-	-	-
		Outros	311	-	-	-	-	-
			311	8	-	-	-	-
Banco do Brasil S.A.	(c)	Empréstimos e Financiamentos	-	132.790	(18.754)	7.821	265.067	(23.093)
		Outros	-	1.392	(228)	-	800	(325)
			-	134.182	(18.982)	7.821	265.867	(23.418)
BB - Banco do Brasil Investimentos S.A.		Juros sobre capital próprio	-	11.732	-	-	19.500	-
	(d)	Aplicações financeiras	974	-	-	40.636	-	-
		Empréstimos e financiamentos	-	219.911	(33.724)	-	-	(27.803)
	(e)	Outros	-	270.373	-	-	-	-
			974	502.016	(33.724)	40.636	19.500	(27.803)
Fundação Coelba de Previdência Complement. - FAELBA		Contribuição patronal	-	-	-	-	-	(9.406)
			-	-	-	-	-	(9.406)
Celpos	(b)	Contrato de mútuo	-	123.567	(15.940)	-	-	(8.552)
		Contribuição patronal	-	136.260	(1.665)	-	-	(1.651)
			-	259.827	(17.605)	-	-	(10.203)
Neoenergia S.A.		Prestação de serviço	-	-	(1.131)	46	70	(248)
		Dividendos	-	172.829	(2.187)	-	184.750	-
		Juros sobre capital próprio	-	158.503	(32.871)	-	154.325	(30.547)
		Debêntures - Aplicação / Emissão	-	913	-	-	5.443	-
		Adiantamento - AFAC	-	2.402	-	-	2.402	-
		Aluguel/Comodato	-	164	(1.658)	-	108	(1.822)
		Reembolso de despesa	-	-	-	-	33	(394)
		Outros	-	3.893	-	-	31.332	-
			-	338.704	(37.847)	46	378.463	(33.011)
Previ - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil		Dividendos	-	-	-	-	1.558	-
		Juros sobre capital próprio	-	10.274	(605)	-	41.172	(562)
			-	10.274	(605)	-	42.730	(562)
Iberdrola Energia S.A		Prestação de serviço	-	1.971	(59.829)	-	265	(43.833)
		Dividendos	-	-	-	-	5.966	-
		Juros sobre capital próprio	-	20.869	(2.339)	-	65.774	(2.174)
			-	22.840	(62.168)	-	72.005	(46.007)
Fundo Mútuo Invest. em Ações Cart. Livre - BB Ações Price		Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	41.432	-
			-	-	-	-	41.432	-
521 Participações S.A.		Outros	-	-	-	15	-	-
			-	-	-	15	-	-
Amara Brasil		Prestação de serviço (almoxarifado)	-	705	(1.968)	-	492	(3.914)
			-	705	(1.968)	-	492	(3.914)
Outros Minoritários		Dividendos	-	7.196	-	-	11.146	-
		Juros sobre capital próprio	-	4.375	(2.445)	-	4.129	(2.265)
		Adiantamento - AFAC	-	-	-	3.693	-	-
			-	11.571	(2.445)	3.693	15.275	(2.265)

(a) Referem-se aos adiantamentos para futuro aumento de capital efetuados pela Neoenergia.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(b) Refere-se ao contrato de benefício da controlada Celpe com a Celpos, com vigência até dezembro de 2023, corrigido pelo INPC + 6% a.a.

(c) Contratos de Empréstimos e Aplicações Financeiras

Banco do Brasil – Nota de Crédito Comercial nº. 20/00863-5, com vencimento em 18 de abril de 2014, corrigido mensalmente com base no IRP.

Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial nº. 342.901.057, com vencimento em 24 de abril de 2015, corrigido mensalmente com base no CDI.

Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial nº. 20/00852-X, com vencimento em 14 de abril de 2014, corrigido anualmente com taxa efetiva de 12,149%.

Banco do Brasil – Contrato BB AGRO 1 com vigência até abril de 2014, corrigido pela taxa de juros de 12,149% a.a (com swap de 99,5% do CDI). Contrato BB AGRO 2 com vigência até janeiro de 2014, corrigido pela taxa de juros de 98,5% do CDI.

(d) Regulamento BB POLO 28 Fundo de Investimento Renda Fixa com longo prazo de crédito privado.

(e) Refere-se ao valor a pagar ao Banco do Brasil pela aquisição de participação na Itapebi.

A Administração da Companhia entende que todas as operações comerciais realizadas com partes relacionadas estão em condições usuais de mercado.

A remuneração total dos administradores para os doze meses findos em 31 de dezembro de 2013 é R$ 3.830 (R$ 4.654 em 31 de dezembro de 2012) na controladora e no consolidado no montante de R$ 4.711 (R$ 14.774 em 31 de dezembro de 2012), o qual é considerado benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

33. GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

Em atendimento à Deliberação CVM nº. 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39, e alteração da Deliberação CVM nº. 684, de 30 de agosto de 2012, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 40(R1), as Companhias do Grupo efetuaram uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

Considerações gerais e políticas

A administração dos riscos financeiros das Companhias do Grupo seguem o proposto na Política Financeira do Grupo que foi aprovada pelo Conselho de Administração da holding. Dentre os objetivos dispostos na Política estão: proteção de 100% da dívida em moeda estrangeira, o financiamento dos investimentos da Companhia com Bancos de Fomento, alongamento de prazos, desconcentração de vencimentos e diversificação de instrumentos financeiros. Além dessa Política a empresa monitora seus riscos através de uma gestão de controles internos que tem como objetivo o monitoramento contínuo das operações contratadas, proporcionando maior controle das operações realizadas pelas empresas do grupo.

Ainda de acordo com a Política Financeira, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico de proteção com relação a eventuais exposições de moedas ou taxas de juros.

Com relação às aplicações financeiras, o Grupo segue a Política de Crédito que estabelece limites e critérios para avaliação e controle do risco de crédito ao qual a empresa pode estar exposta. De acordo com essa política, a seleção das instituições financeiras considera a reputação das instituições no mercado e as operações são realizadas ou mantidas apenas com emissores que possuem rating considerado estável ou muito estável.

Gestão do Capital Social

As Controladas e a Controladora promovem a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento.

A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.
Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

Em 31 de dezembro de 2013, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa – são valores classificados considerados como mantidos para negociação e por isso classificado como mensurados a valor justo por meio do resultado.

- Títulos e valores mobiliários – Ativos financeiros destinados para garantias de empréstimos, financiamentos e leilões de energia são classificados como mantidos até o vencimento e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Além disso, os títulos e valores mobiliários também representam os fundos exclusivos compostos por papéis adquiridos com vencimentos acima de 90 dias, considerados como mantidos para negociação e classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

- Contas a receber de clientes e outros – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

- Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) - Indenização – Composto pelo reconhecimento das indenizações previstas pela construção de ativos de distribuição, geração e transmissão que não foram amortizados durante o período de concessão.

- Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) - Recebíveis de Transmissão – Composto pelos recebíveis garantidos por contrato junto ao poder concedente pela construção dos ativos de transmissão disponibilizados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Estão mensurados pelo custo amortizados dado pela projeção dos fluxos de caixa contratual descontado pela taxa de retorno do projeto.

- Fornecedores – decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.

- Concessão do Serviço Público (Passivo Financeiro) - Uso do Bem Público – Corresponde ao valor presente dos fluxos de caixa das obrigação decorrentes da outorga ofertada para obtenção da concessão de alguns dos projetos de geração controlados pelo Grupo. Esses passivos estão classificados como empréstimos e recebíveis e mensurados pelo custo amortizado. A taxa de desconto aplicada é a taxa de retorno exigida à época da obtenção do projeto.

- Empréstimos, financiamentos e debêntures.

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão das Companhias, a execução e financiamento dos empreendimentos em construção e em operação, além de eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

- ✓ Empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC) - São considerados como item objeto de hedge, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.

- ✓ Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores justos destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP – Taxa de Juros do Longo Prazo ou com taxas prefixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI – Certificado de Depósito Interbancário.

- ✓ Debêntures em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores justos calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA, sendo utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

- ✓ Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira. São itens objeto de hedge, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

- Instrumentos Financeiros Derivativos:

Os derivativos são mensurados a valor justo por meio do resultado da mesma forma como as dívidas a eles atreladas. Embora a Companhia faça uso de derivativos com o objetivo de proteção, ela não aplica a chamada contabilização de hedge (hedge accounting).

- ✓ Operação com derivativo para proteção contra variações cambiais – tem por objetivo a proteção contra variações cambiais nas captações realizadas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam compondo ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em prazo e volumes semelhantes.

- ✓ Operação com derivativo para troca de taxa de juros – consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa prefixada, equivalente aos juros de um empréstimo, pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de percentual da taxa DI, sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam compondo ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em prazo e volumes semelhantes.

A Companhia não possui outros instrumentos financeiros derivativos, reconhecidos ou não como ativo ou passivo no balanço patrimonial, tais como contratos futuros ou opções (compromissos de compra ou venda de moeda estrangeira, índices ou ações), contratos a termo ou qualquer outro derivativo, inclusive aqueles denominados "exóticos".

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial, utilizando swap dólar para CDI, IGP-M e troca de taxa de juros, utilizando swap de taxa prefixada para CDI, conforme descrito a seguir:

- ✓ Operação de “hedge” para a totalidade do endividamento com exposição cambial, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

- ✓ Operação de “hedge” para o empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC), de forma que o resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa prefixada seja trocado pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de 99,5% da taxa DI.

A política do Grupo não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

Os derivativos e respectivos itens objeto de proteção foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Os contratos de derivativos, considerados instrumentos de proteção de fluxo de caixa, vigentes em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

					Valores de Referência						
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		Valor Justo		Efeito acumulado 31/12/13
Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	Valor a receber/recebido - a pagar/pago
Contratos de swaps:											
Coelba											
Swap											
Ativa	Bancos Santander e Citibank	11/07/06 / 15/06/09 / 22/06/10 / 26/08/10 / 10/12/10	26/06/2013 /	USD 6M LIBOR + 1%a.a./ USD 6M LIBOR + 1,875 %a.a. 106,75% / 107,25% / 101,61% / 101,72% / 103,27% / 100,40% e 102,87% do CDI	USD 150.000	USD 150.000	R$ 284.912	R$ 282.704	355.194	310.422	
Passiva	Merrill Lynch e BNP Paribas								285.233	282.933	
									69.961	27.489	29.857
Swap											
Ativa	Banco Votorantim	30/07/04	27/01/14	USD + 13,4853% a.a.	USD 1.373	USD 2.979	R$ 4.150	R$ 9.003	7.366	12.599	
Passiva				IGPM + 13,95% a.a					24.014	43.319	
									(16.648)	(30.720)	(2.700)
Swap											
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	114,29% * (USD Libor 3M+0,80% a.a)	USD 50.000	USD 50.000	R$ 104.005	R$ 104.005	113.514	96.988	
Passiva				CDI + 0,60% a.a.					104.416	104.305	
									9.098	(7.317)	9.123
Swap											
Ativa	Bank of America Merrill Lynch	/11/12 / 19/11/12	06/2018 / 20/12/2	117,65% * (USD Libor 3M+1,70% a.a)	USD 209.900	USD 200.000	R$ 439.032	R$ 415.500	498.233	409.944	
Passiva				CDI + 0,552% a.a. / CDI + 0,60% a.a. / CDI + 0,61% a.a. / 106% do CDI					440.727	416.696	
									57.506	(6.752)	40.031
Swap											
Ativa	Banco do Brasil	06/05/2010	idado em 30/12/	12,16% a.a.	-	-	R$ 0	R$ 100.000	-	143.693	
Passiva				99,5 % do CDI					-	128.936	
									-	14.757	(1.462)
Swap											
Ativa	Citibank	22/11/13	03/12/18	117,65%*(USD Libor 3M+0,970% a.a)	USD 98.000	-	R$ 225.400	-	225.090	-	
Passiva				104,5% do CDI					227.063	-	
									(1.973)	-	(1.973)
Swap											
Ativa	JP Morgan	03/12/13	17/12/18	3,4588% a.a.	USD 24.500	-	R$ 58.065	-	56.995	-	
Passiva				105% do CDI					58.291	-	
									(1.296)	-	(1.296)
									116.648	(2.543)	71.581
Celpe											
Swap											
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/26	Euro + 2% a.a	EUR 288	EUR 325	R$ 928	R$ 837	1.033	930	
Passiva				72,5% do CDI			R$ 727	R$ 785	727	748	
									306	182	(14)
Swap											
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/16	Euro + 4% a.a	EUR 1.202	EUR 1.966	R$ 3.877	R$ 4.534	3.975	4.857	
Passiva				92% do CDI			R$ 3.037	R$ 4.251	3.037	4.260	
									938	597	146
Swap											
Ativa	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,16 a.a	-	-	R$ 0	R$ 196.552		208.356	
Passiva				99,5% do CDI			R$ 0	R$ 186.958		186.957	
									-	21.399	19.277
Swap											
Ativa	Banco Citibank	03/12/13	03/12/18	USD + 1,1765*(Libor 3M + 0,97% a.a.)	USD 17.016	-	R$ 39.868		39.060	-	
Passiva				104,5% do CDI			R$ 39.388		39.388	-	
									(328)	-	
									916	22.178	19.409
Cosern											
Swap											
Ativa	Bank Of American	08/04/2011	06/05/2016	USD 6M LIBOR + 2,39% a.a.	USD 9.482	USD 9.482	R$ 15.000	R$ 15.000	22.461	19.777	
Passiva				CDI - 104,5% a.a.					15.219	15.162	
									7.242	4.615	2.211
Swap											
Ativa	Banco do Brasil	06/05/2010	Liquidado em 30/12/2013	12,16% a.a.	-	-	R$ 53.000	R$ 53.000	-	76.157	
Passiva				99,5 % do CDI					-	68.336	
									-	7.821	-
Swap											
Ativa	Citibank	03/05/2010	03/12/2018	USD 6M LIBOR + 2,16% a.a.	USD 85.000	-	R$ 195.500	R$ 0	195.184	-	
Passiva				CDI - 104,5% a.a.					196.942	-	
									(1.758)	-	3.352
									5.484	12.436	5.563
Termopernambuco											
Swap											
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	USD +2,95% a.a. 2013 a 2014 / USD +3,20% 2015 a 2017	USD 58.680	USD 58.680	R$ 137.903	R$ 120.285	136.394	121.340	
Passiva				110% CDI	USD 120.000	USD 120.000	R$ 121.221	R$ 120.887	121.221	120.887	
									15.173	453	14.720
Total									138.221	32.524	111.273

Valor Justo

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O Valor justo de um instrumento financeiro é o montante pelo qual o mercado precifica determinados ativos e passivos financeiros, considerando o não favorecimento das partes envolvidas.

A Administração do Grupo entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já esta refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado.

Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Na maioria dos casos, essas operações foram fechadas com bancos de fomento ou agentes repassadores de linhas subsidiadas. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis as já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, o Grupo entende que os valores contábeis refletem o valor justo da operação.

Os ativos financeiros classificados como mensurados a valor justo estão, em sua maioria, aplicados em fundos restritos, dessa forma o valor justo está refletido no valor da cota do fundo. As assets possuem suas metodologias de marcação a mercado, em conformidade com o Código ANBIMA de Regulação e Melhores práticas.

Para os passivos financeiros classificados como mensurados a valor justo, aos quais são as dívidas vinculadas aos instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (hedge), a Companhia adota a metodologia de determinação de valor justo projetando os fluxos com as características contratuais e a curva da BM&F. Para isso utiliza como taxa de desconto a taxa da ponta passiva do swap contratado. Não existe no mercado liquidez para as dívidas em moeda estrangeira, por isso foi adotada essa metodologia, considerando principalmente que a taxa da ponta passiva do swap reflete a precificação do mercado para o instrumento em questão.

A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos no item 3.13 desta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos.

O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, classificados pelas categorias de instrumentos financeiros, conforme disposto no CPC 38 e a comparação com os seus valores justos:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	31/12/2013		31/12/2012		01/01/2012	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo financeiros (Circulante / Não circulante)						
Empréstimos e recebíbeis	**3.273.826**	**3.273.826**	**3.622.015**	**3.622.015**	**3.698.326**	**3.698.326**
Contas a receber de clientes e outros	3.222.082	3.222.082	3.587.316	3.587.316	3.666.777	3.666.777
Recurso CDE	17.424	17.424	-	-	-	-
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	34.320	34.320	34.699	34.699	31.549	31.549
Mantidos até o vencimento	**15.690**	**15.690**	**65.922**	**65.922**	**59.980**	**59.980**
Titulos e valores mobiliários	15.690	15.690	65.922	65.922	59.980	59.980
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	**1.990.126**	**1.990.126**	**3.919.141**	**3.919.141**	**4.145.561**	**4.145.561**
Caixa e equivalentes de caixa	1.974.366	1.974.366	3.770.684	3.770.684	4.039.346	4.039.346
Titulos e valores mobiliários	15.760	15.760	148.457	148.457	106.215	106.215
Disponível para venda	**2.353.666**	**2.353.666**	**2.081.666**	**2.081.666**	**805.744**	**805.744**
Concessão do Serviço Público - Indenização	2.353.666	2.353.666	2.081.666	2.081.666	805.744	805.744
Passivo financeiros (Circulante / Não circulante)						
Mensurado pelo custo amortizado	**(6.815.802)**	**(6.809.042)**	**(6.063.530)**	**(5.983.454)**	**(6.089.076)**	**(6.127.496)**
Fornecedores	(1.119.309)	(1.119.309)	(1.190.821)	(1.190.821)	(838.952)	(838.952)
Empréstimos e financiamentos	(4.019.576)	(4.019.576)	(3.694.747)	(3.694.747)	(3.667.611)	(3.667.611)
Debêntures *	(1.676.917)	(1.670.157)	(1.177.962)	(1.097.886)	(1.582.513)	(1.620.933)
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	-	-	-	-	-	-
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	**(1.488.810)**	**(1.488.810)**	**(1.362.180)**	**(1.362.180)**	**(664.082)**	**(664.082)**
Empréstimos e financiamentos	(1.621.176)	(1.621.176)	(1.381.657)	(1.381.657)	(616.318)	(616.318)
Debêntures *	(7.365)	(7.365)	(12.595)	(12.595)	(17.471)	(17.471)
Derivativos não designados como hedge accounting						
BB AGRO	-	-	29.219	29.219	11.908	11.908
Bank of America	64.749	64.749	(2.137)	(2.137)	1.731	1.731
Banco de Tokyo	25.781	25.781	(7.317)	(7.317)	-	-
Títulos Externos	69.961	69.961	27.489	27.489	(9.214)	(9.214)
3ª Emissão Debêntures	(16.648)	(16.648)	(30.720)	(30.720)	(40.398)	(40.398)
Banco do Brasil	-	-	14.757	14.757	6.014	6.014
Citibank	(4.059)	(4.059)	-	-	-	-
JP Morgan	(1.296)	(1.296)	-	-	-	-
Kreditanstalt fur Wiederaufbau – KfW	1.243	1.243	781	781	(334)	(334)

Hierarquia de Valor Justo

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado, de acordo com o nível de mensuração de cada um, considerando a seguinte classificação conforme previsto pelo CPC 40:

- Nível 1 – Preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos
- Nível 2 – Inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3 – Inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

	31/12/2013			
	Nível 1	**Nível 2**	**Nível 3**	**Total**
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda				
Concessão do Serviço Público - Indenização	-	-	2.353.666	2.353.666
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	997.252	977.114	-	1.974.366
Títulos e valores mobiliários	15.760	-	-	15.760
Passivos				
Passivos financeiros				
Mantidos para negociação				
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-
BB AGRO	-	-	-	-
Bank of America	-	647.913	-	647.913
Banco de Tokyo	-	112.148	-	112.148
Títulos Externos	-	351.107	-	351.107
3ª Emissão Debêntures	-	7.365	-	7.365
Banco do Brasil	-	-	-	-
Citibank	-	449.256	-	449.256
JP Morgan	-	55.592	-	55.592
Kreditanstalt fur Wiederaufbau – KfW	-	5.161	-	5.161
Outros Passivos financeiros				
Derivativos não designados como hedge				
BB AGRO	-	-	-	-
Bank of America	-	64.749	-	64.749
Banco de Tokyo	-	25.781	-	25.781
Títulos Externos	-	69.961	-	69.961
3ª Emissão Debêntures	-	(16.648)	-	(16.648)
Banco do Brasil	-	-	-	-
Citibank	-	(2.301)	-	(2.301)
JP Morgan	-	(3.054)	-	(3.054)
Kreditanstalt fur Wiederaufbau – KfW	-	1.243	-	1.243
	1.013.012	2.745.387	2.353.666	6.112.065

Fatores de Risco

- Riscos financeiros
  - ✓ Risco de Variação Cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

indexada a variação cambial captadas no mercado. O Grupo, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2012, operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2013 o Grupo apurou um resultado positivo nas operações de “hedge” cambial no montante de R$ 10.661.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado do Grupo, mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Administração da Sociedade entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial.

Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por swaps, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Dívida em Dólar	Dólar($)	Alta do Dólar	2,3426	1.654.646	(64.261)	(80.327)	(96.392)
Swap Ponta Ativa em Dólar				1.654.646	64.261	80.327	96.392
Exposição Líquida					-	-	-
Dívida em Euro	Euro(€)	Alta do Euro	3,2265	4.805	(193)	(241)	(290)
Swap Ponta Ativa em Euro				4.805	193	241	290
Exposição Líquida					-	-	-

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas de câmbio vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável.

Os derivativos para proteção contra a variação cambial são mensurados pelo valor justo e seus ajustes são reconhecidos no resultado financeiro da Companhia.

- ✓ Risco de taxas de juros e índice de preços

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, tais como índices de preço, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. O Grupo, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas prefixadas, possui derivativo e utiliza swap de taxa prefixada para CDI. Ainda assim, o Grupo monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

As Companhias do Grupo possuíam, em 31 de dezembro de 2013, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP. Além desses contratos, como mencionado no item “Risco de variação cambial”, a empresa possuía swaps para cobertura das dívidas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial, trocando a exposição à variação do Dólar

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

pela exposição à variação do CDI e IGP-M. Desta forma, o risco da Companhia referente a essas operações passa a ser a exposição à variação do CDI e IGP-M.

As Companhias do Grupo possuíam contratos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R$ 1.659.936 registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado do Grupo de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado do Grupo no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Indexador	Risco	Taxa no período	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	8,1%	1.709.571	137.676	103.257	68.838
Aplicações financeiras em SELIC	SELIC	Queda do Selic	8,2%	12	1	1	0
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	8,1%	2.018.378	162.545	203.182	243.818
Swap Ponta Passiva em CDI	CDI	Alta do CDI	8,1%	1.453.027	117.016	146.270	175.524
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	5,0%	1.725.214	86.261	107.826	129.391
Dívida em IPCA	IPCA	Alta da IPCA	5,9%	120.229	7.106	8.882	10.658
Swap Ponta Passiva em IGPM	IGPM	Alta da IGPM	5,5%	24.085	1.331	1.664	1.996

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, os cenários II e III consideram uma redução de 25% e 50%, respectivamente, em relação ao cenário provável.

- ✓ Risco de liquidez

O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade das Companhias não honrarem com seus compromissos no vencimento. Este risco é controlado, através de um planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades operacionais e à execução do plano de investimentos, bem como das fontes para obtenção desses recursos. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa, através de projeções de curto e longo prazo, permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.
A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o hedge da dívida em moeda estrangeira.

Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoenergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao rating das instituições financeiras). As aplicações da Companhia são concentradas em fundos exclusivos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Em 31 de dezembro 2013 a Controladora e suas Controladas mantinham um total de aplicações no curto prazo de R$ 1.974.366, sendo R$ 1.892.974 em fundos exclusivos e R$ 83.392 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de caixa das obrigações das Companhias controladas do Grupo, com empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual. Adicionalmente estão inclusos as previsões de fluxo de vencimentos das obrigações vinculadas às garantias oferecidas pela controladora à suas participadas de controle conjunto e coligadas.

	31/12/2013								
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	Até 3 meses	2014	2015	2016	2017	2018	Acima de 5 anos
Passivos financeiros não derivativos:									
Empréstimos e financimentos	(5.640.752)	(8.114.324)	(102.347)	(792.151)	(983.849)	(1.432.880)	(1.736.953)	(2.079.084)	(987.060)
Debêntures	(1.684.282)	(2.382.210)	(7.490)	(397.325)	(442.233)	(477.385)	(461.448)	-	(596.329)
Fornecedores	(1.119.309)	(1.110.369)	-	(1.064.490)	(11.134)	-	-	-	(34.745)
Passivos financeiros derivativos									
Não designados como hedge accounting:									
Bank of America	64.749	149.560	(7.931)	(27.841)	(40.322)	(22.740)	132.761	115.633	-
Banco de Tokyo	25.781	27.050	(2.199)	(7.407)	(10.774)	(9.946)	31.778	25.598	-
Títulos Externos	69.961	78.379	-	43.372	35.007	-	-	-	-
3ª Emissão Debêntures	(16.648)	(16.930)	(16.930)	-	-	-	-	-	-
Citibank	(4.059)	81.608	(4.813)	(37.090)	(47.038)	(44.107)	(34.073)	248.729	-
JP Morgan	(1.296)	6.704	(915)	(3.165)	(4.964)	(5.300)	(5.109)	26.157	-
Kreditanstalt fur Wiederaufbau – KfW	1.243	2.108	-	381	552	370	74	(18)	749

- Riscos operacionais

✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pelas Companhias do Grupo que são de distribuição, geração e transmissão, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a companhia segue as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos

De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financeiras dos créditos obtidos nas atividades fins das Companhias do Grupo, o Contas a receber de clientes e outros. A seguir são apresentadas as políticas e/ou riscos de créditos obtidos para esse ativo por atividade:

Distribuidoras

Sua principal exposição de risco de crédito é oriunda da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade.

Geradoras

Sua principal exposição de risco de crédito é oriundo da possibilidade da empresa vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber realizando diversas ações de cobrança. Além disso, os clientes da Companhia têm firmado um Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações

Transmissoras

O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros. Para os ativos financeiros oriundos da atividade das Transmissoras existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes. Este risco também é reduzido em função da Companhia manter contratos de fornecimentos de energia com empresas sólidas, sendo seu principal cliente uma empresa relacionada

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários as transmissoras seguem as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

A seguir a demonstramos a exposição total de crédito detida em ativos financeiros consolidados pelo Grupo. Os montantes estão demonstrados em sua integralidade sem considerar nenhum saldo de provisão de redução para recuperabilidade do ativo.

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado			
Caixa e equivalentes de caixa	1.974.366	3.770.684	4.039.346
Titulos e valores mobiliários	15.760	148.457	106.215
Empréstimos e recebíbeis			
Contas a receber de clientes e outros (*)	3.222.082	3.587.316	3.666.777
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	34.320	34.699	31.549
Recurso CDE	17.424	-	-
Mantidos até o vencimento			
Titulos e valores mobiliários	15.690	65.922	59.980
Disponível para venda			
Concessão do Serviço Público - Indenização	2.353.666	2.081.666	805.744

(*) Os valores não consideram o efeito da PCLD.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Adicionalmente a Neoenergia holding é avalista e ofereceu fiança para algumas operações de empréstimos e financiamentos e emissões de debêntures de suas participadas. A seguir está demonstrada a relação com a exposição total de crédito da controladora decorrente dessas operações.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Empresa	Ref.	Tipo de Aval	Credor	Vencimento	Custo do Contrato	31/12/13
Empresas controladas (*)						**4.883.258**
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	2.458
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	2.459
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	jan-00	1.543
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% a.a.	17.142
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% a.a.	17.147
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	jan-00	5.512
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82% a.a.	110.486
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% a.a.	110.529
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	jan-00	41.402
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% a.a.	1.888
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% a.a.	1.889
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	4.146
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	4.148
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	59.116
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	59.136
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	3% a.a.	27.159
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	rebate é 7,5% no Semi-Árido e 8,5% for a d	67.174
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/18	(TJLP-6%) + 5% a.a.	27.601
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/12/18	4% a.a.	15.738
CELPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	20/04/17	111,3% do CDI	366.449
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Citibank	03/12/18	LIBOR+0,97%	38.188
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	10,00% a.a.	41.971
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	22/08/16	10,00% a.a.	4.458
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	09/09/18	10,00% a.a.	224.663
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/18	5,00% a.a.	40.065
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/19	5,00% a.a.	10.890
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	50% a.a./TJLP+2,12% a.a./TJLP + 3,12% a.a.	24.166
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	0 % a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a	73.050
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/17, 15/02/18 e 15/06/18	0 % a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a	600.303
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/2021 e 17/04/2023	3% a.a./TJLP+1,70%/TJLP+2,70%	280.281
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Votorantim	27/01/14	VC + 10,80% a.a.	7.365
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	30/11/22	jan-00	16.898
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	jan-00	40.746
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/01/18	5% aa	12.784
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	87
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	87
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	73
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	73
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	111
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	111
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	40
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	40
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	1.596
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	1.596
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	4,5% aa	1.938
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% aa	8.250
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% aa	8.253
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	5,5% aa	2.982
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% aa	4.072
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% aa	4.074
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82%	49.302
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% aa	49.321
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	5,5% aa	15.673
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+1,70% aa	1.229
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+2,70% aa	1.229
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+1,70% aa	27.748
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+2,70% aa	27.758
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	jan-00	4.812
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/10/20	5% aa	3.458
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	CITIBANK	03/12/18	LIBOR 3m+ 0,97% aa	196.097
AFLUENTE T	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/07/20	4.5% a.a.	3.471
BAGUARI I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	30/07/26	TJLP+2,19%	168.714
BAHIA PCH I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/05/24	TJLP + 1,92%	80.065
GERAÇÃO CIII	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/05/23	TJLP + 1,91%	107.879
GOIÁS SUL	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/03/24	TJLP+2,27%	99.730
ITAPEBI	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	30/04/17	112,5% CDI	203.601
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	31/07/20	4.5% a.a.	32.046
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/12/22	2,5% a.a.	1.561
SE NARANDIBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/01/23	2,5% a.a.	5.487
TERMOPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Outros Debenturistas	08/10/14	CDI + 0,5%	112.235
TERMOPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Tokyo-Mitsubishi	23/05/17	USD + 2,95% 1º ano e 3,20% 2º ao 5º ano	137.903
TERMOPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	28/02/16	CDI + 0,57%	92.714
TERMOPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/17	CDI + 0,8% a.a.	124.560
TERMOPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/19	CDI + 0,95% a.a.	555.803
TERMOPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/21	IPCA + 7,15% a.a.	120.229
RIO PCH I	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	29/02/24	TLP + 2,28%	68.259
BAGUARI I	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	-	1.341
ITAPEBI	(a)	Fiança Bancária	Itaú	10/10/12	-	5.819
GOIÁS SUL	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	-	2.833
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Alfa	01/01/12	-	1.912
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Itaú	28/01/13	-	2.409
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	19/06/12	-	1.528
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	29/11/12	-	4.241
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Santander	20/12/12	-	729
NC ENERGIA	(a)	Fiança Bancária	Itaú	01/03/13	-	1.190
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/07/12	-	1.927
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	18/07/12	-	159
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	05/07/12	-	10.059
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	04/07/12	-	2.122
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	06/07/12	-	1.959
TERMOPE	(a)	Fiança Bancária	Itaú	11/06/13	-	78.738
NC ENERGIA	(b)	Garantia Corporativa	-	Diversos	-	83.075

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Empresa	Ref.	Tipo de Aval	Credor	Vencimento	Custo do Contrato	31/12/13
Empresas de controle conjunto (**)						**1.923.257**
CALANGO 1	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	36.180
CALANGO 4	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	37.396
CALANGO 5	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	36.715
TELES PIRES PART.	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	31/05/32	CDI + 0,7% a.a.	372.989
CHTP	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/35	TJLP + 1,88% a.a.	215.350
CHTP	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,75% a.a.	345.549
CHTP	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,88% a.a.	135.037
CHTP	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,75% a.a.	135.475
CHTP	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	16/06/36	TJLP + 1,88% a.a.	131.503
EAPSA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/07/16	TLP+1,81%	783
EAPSA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/01/27	TLP+1,81%	223.386
ARIZONA 1	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	23.488
ARIZONA 1	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	15.216
ARIZONA 1	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	5.086
CALANGO 2	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP+2,18%	42.515
CALANGO 2	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP	177
CALANGO 3	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP+2,18%	43.090
CALANGO 3	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP	177
MEL 2	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP+2,18%	33.475
CAETITÉ 1	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/12/29	TJLP + 1,93%	30.342
CAETITÉ 2	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/29	TJLP + 1,93%	27.360
CAETITÉ 3	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP + 2,18%	30.393
CAETITÉ 2	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/03/13	0,75% a.a.	138
CAETITÉ 3	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/03/13	0,75% a.a.	138
CALANGO 1	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/08/13	1,15% a.a.	261
CALANGO 2	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/08/13	1,16% a.a.	259
CALANGO 3	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/08/13	1,15% a.a.	261
CALANGO 4	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/08/13	1,16% a.a.	259
CALANGO 5	(a)	Fiança Bancária	Itaú	15/08/13	1,16% a.a.	259
Empresas coligadas (**)						**1.029.861**
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	01/01/42	TJLP + 2,25%	166.410
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	01/03/42	TJLP + 2,25%	298.347
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/03/41	TJLP + 2,25%	151.724
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Pactual	01/01/42	TJLP + 2,65%	35.332
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Pactual	01/03/42	TJLP + 2,65%	56.530
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	CEF	01/01/42	TJLP + 2,65%	123.663
NORTE ENERGIA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	CEF	01/03/42	TJLP + 2,65%	197.855
Total						**7.836.376**

(a) Aval proporcional a participação da Neoenergia no negócio.
(b) Corresponde às Cartas Corporativas emitidas pela Neoenergia para garantir os contratos de Compra e Venda de Energia realizados pela NC Energia.
(*) Montantes contemplados nos saldos consolidados de dívidas expressos no Balanço.
(**) Montantes não contemplados nos saldo consolidados de dívidas expressos no Balanço.

✓ Risco de vencimento antecipado

O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (“covenants” financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota explicativas nº. 19 e 20).

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como conseqüência o aumento no custo da aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita.

34. COMPROMISSOS (Não auditado)

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Vigência	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
COELBA	2013 a 2030	1.948.278	2.195.697	2.461.002	2.578.275	2.872.991	81.848.603
COSERN	2013 a 2042	584.955	673.583	754.684	842.480	958.718	26.237.482
CELPE	2013 a 2042	1.904.358	2.027.333	2.204.727	2.398.249	2.646.432	62.888.990

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência variam de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2013, e foram homologados pela ANEEL.

35. Obrigações de benefícios de aposentadoria

	Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
Obrigações registradas no balanço patrimonial			
Benefícios de planos de pensão	274.678	365.406	283.079
Benefícios de saúde pós-emprego	241.116	356.973	233.791
	515.794	722.379	516.870

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
Despesas reconhecidas na demonstração de resultado		
Benefícios de planos de pensão	32.414	30.706
Benefícios de saúde pós-emprego	38.522	29.065
	70.936	59.771
Remensurações atuariais reconhecidas no resultado abrangente no exercício	(142.358)	107.163
Remensurações atuariais acumuladas reconhecidas no resultado abrangente	(35.195)	107.163

(a) Benefícios de planos de pensão

35.1 Coelba

A Companhia é patrocinadora da Fundação Coelba de Previdência Complementar – FAELBA, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mantenedora dos planos previdenciários: Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 – (Plano CD – FAELFLEX) e Plano Previdenciário nº 2 – (Plano BD); que têm por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com os planos a que estiverem vinculados.

O Plano nº 1 – FAELFLEX, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 1998, com adesão de mais de 98% dos participantes ativos (que migraram do Plano BD). O plano de contribuição definida (CD) por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. No entanto, além da poupança individual, o FAELFLEX confere aos participantes benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente ocorridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Essa peculiaridade insere o FAELFLEX nas

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

disposições contidas no CPC 33(R1), no que tange à realização de cálculos atuariais.

O Plano nº 2 – BD é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano.

35.2 Cosern

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação Cosern de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN – Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da Companhia.

A partir de março de 1999, a FASERN implantou o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001, de Contribuição Definida, ao qual estão vinculados todos os empregados ativos.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001 proporciona aos seus participantes ativos benefícios relacionados à possibilidade de ocorrência de invalidez e morte durante a vida laborativa, classificados como benefícios de risco, totalmente custeados pela Companhia e pelos participantes autopatrocinados. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, com pagamento único ou parcelado, a critério do participante ou de seus beneficiários. Por suas características, este plano não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

35.3 Celpe

O Plano nº 1 – CELPOS CD, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada, e características de benefício definido, nos benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 2006 (que migraram do Plano BD). A parcela CD do plano CELPOS CD, por suas características de poupança individual (CD), não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. Já a parte de risco, referente ao pecúlio por invalidez ou morte, é atuarialmente calculada e de acordo com as definições da CVM 695/12, deve ser contabilizada como um benefício BD.

O Plano nº 2 – CELPOS BD é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 2006. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a Companhia firmou com a Celpos, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes.

Os valores desse passivo da Celpe estão apresentados da seguinte forma:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado					
	Circulante			Não Circulante		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Contrato de reconhecimento de dívida						
Benefícios a conceder	13.809	13.087	12.361	123.478	129.942	134.916
Subtotal	13.809	13.087	12.361	123.478	129.942	134.916
Contribuição da patrocinadora						
Obrigação atuarial	-	-	-	133.668	217.205	144.395
Participação ativos	2.514	2.337	2.135	-	-	-
Desligados PDV	8	874	737	71	159	189
Subtotal	2.522	3.211	2.872	133.739	217.364	144.584
Total	16.331	16.298	15.233	257.217	347.306	279.500

As contribuições pagas ou provisionadas em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º janeiro de 2012 foram as seguintes:

	31/12/13			31/12/12			01/01/2012		
	FAELBA	FASERN	CELPOS	FAELBA	FASERN	CELPOS	FAELBA	FASERN	CELPOS
Custo do Imobilizado em Curso	(1.735)	729	135	(3.359)	764	109	(2.745)	458	117
Despesas Operacionais	(8.237)	(2.819)	14.250	(5.958)	296	13.244	(5.392)	(3.611)	12.674
Total	(9.972)	(2.090)	14.385	(9.317)	1.060	13.353	(8.137)	(3.153)	12.791

Avaliação atuarial dos planos previdenciários

Na avaliação atuarial dos planos previdenciários foi adotado o método do crédito unitário projetado. Os pareceres atuariais, emitidos por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários mantidos pelas Fundações, em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro 2012, estão resumidos a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 695 de 13 de dezembro de 2012 e CPC 33(R1).

Os valores reconhecidos no balanço patrimonial são os seguintes:

	Faelba					
	No. 1 - CD			**No. 2 - BD**		
	31/12/13	**31/12/12**	**01/01/12**	**31/12/13**	**31/12/12**	**01/01/12**
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.365	6.258	4.955	251.491	305.127	252.081
Valor justo dos ativos do plano	4.235	3.412	1.357	398.189	490.757	384.537
Déficit / (Superávit) para planos cobertos	1.130	2.846	3.598	(146.698)	(185.630)	(132.456)
Passivo / (ativo) atuarial líquido total	1.130	1.803	1.687	(14.982)	(8.100)	(10.976)

	Fasern					
	No. 1 - CD			**No. 2 - BD**		
	31/12/13	**31/12/12**	**01/01/12**	**31/12/13**	**31/12/12**	**01/01/12**
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	687	762	578	64.093	78.883	65.216
Valor justo dos ativos do plano	1.065	747	381	112.208	117.530	100.233
Déficit / (Superávit) para planos cobertos	(378)	15	197	(48.115)	(38.647)	(35.017)
Passivo / (ativo) atuarial líquido total	(378)	15	197	(4.569)	(5.644)	(3.160)

	Celpos					
	No. 1 - CD			**No. 2 - BD**		
	31/12/13	**31/12/12**	**01/01/12**	**31/12/13**	**31/12/12**	**01/01/12**
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	793.735	941.969	786.488	835	729	843
Valor justo dos ativos do plano	(522.701)	(580.703)	(472.191)	(5.949)	(4.876)	(3.149)
Déficit / (Superávit) para planos cobertos	271.034	361.266	314.297	(5.114)	(4.147)	(2.306)
Passivo / (ativo) atuarial líquido total	271.034	361.266	314.297	(542)	(769)	(680)

(1) Refere-se a parte do superávit acumulado do Plano BD não atribuível à Companhia na observância da proporção contributiva (50%) no período em que se deu a constituição do superávit.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Faelba					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo da obrigação de beneficio definido incluido no resultado da empresa	(1.788)	-	-	(673)	(1.146)	(4.235)
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	-	381	277	-	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	-	587	488	-	-	-
Rendimento esperado dos ativos do plano	-	(195)	(264)	-	-	-
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidos	-	126	10	-	-	-
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	(1.788)	899	511	(673)	(1.146)	(4.235)

	Fasern					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	87	60	48	-	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	68	70	58	6.823	6.850	6.150
Rendimento esperado dos ativos do plano	(72)	(47)	(81)	(10.297)	(11.324)	(9.740)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidos	-	-		2.967	4.127	3.120
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	83	83	25	(507)	(347)	(470)

	Celpos					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	2.042	1.415	914	73	62	87
Juros sobre as obrigações atuariais	87.037	83.559	71.403	70	101	105
Rendimento esperado dos ativos do plano	(53.737)	(53.719)	(46.420)	(509)	(381)	(245)
Juros sobre o (limite máximo de reconhecimento de ativo)/passivo oneroso	-	-	-	323	179	114
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	35.342	31.255	25.897	(43)	(39)	61

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos são os seguintes:

	Faelba					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor das obrigações no início do ano	6.258	4.955	4.237	305.127	252.081	234.587
Custo do serviço corrente bruto (1)	662	381	277	72	55	2
Juros sobre obrigação atuarial	576	587	488	27.010	26.508	23.950
Efeito da alteração de premissas financeiras	9	7	9	(60.514)	45.015	12
Efeito da experiência do plano	(628)	327	(55)	7.646	8.705	20.718
Benefícios pagos no ano	(1.513)	-	-	(27.851)	(27.237)	(27.188)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	5.364	6.257	4.956	251.490	305.127	252.081

	Fasern					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor das obrigações no início do ano	762	578	489	78.882	65.216	59.753
Custo do serviço corrente bruto (1)	87	60	48	-	-	-
Juros sobre obrigação atuarial	68	70	58	6.823	6.850	6.151
Contribuição de participantes vertidas no ano	4	5	3	-	-	-
Efeito da alteração de premissas financeiras	(234)	49	(20)	(14.215)	14.140	5.238
Benefícios pagos no ano	-	-	-	(7.397)	(7.324)	(5.926)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	687	762	578	64.093	78.882	65.216

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Celpos					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor das obrigações no início do ano	941.969	786.488	687.038	729	843	879
Custo do serviço corrente bruto (1)	2.042	1.415	914	73	63	87
Juros sobre obrigação atuarial	87.037	83.559	71.403	70	101	105
Contribuição de participantes vertidas no ano	2.608	2.577	2.357	21	17	15
Efeito da experiência do plano	(177.946)	125.961	80.375	(58)	(295)	(243)
Benefícios pagos no ano	(61.975)	(58.031)	(55.599)	-	-	-
Valor das obrigações calculadas no final do ano	793.735	941.969	786.488	835	729	843

(1) Com juros, líquido da contribuição dos participantes.

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	Faelba					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor justo dos ativos no início do ano	3.412	1.357	1.832	490.757	384.537	365.643
Rendimento esperado no ano	350	188	264	44.088	41.058	38.064
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	-	-	(1.452)	-	-	7.994
Contribuições da patrocinadora	816	784	704	-	-	12
Contribuições de participantes	9	7	9	-	-	-
Rendimento do valor justo do ativo do plano	(352)	1.076	-	(108.805)	92.398	12
Benefícios pagos pelo plano	-	-	-	(27.851)	(27.237)	(27.188)
Valor justo dos ativos no final do ano	4.235	3.412	1.357	398.189	490.756	384.537

	Fasern					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor justo dos ativos no início do ano	747	381	712	117.530	105.928	93.084
Rendimento esperado no ano	72	48	81	10.297	11.325	9.740
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	47	192	(519)	-	-	-
Contribuições da patrocinadora	195	121	104	-	-	-
Contribuições de participantes	4	5	3	-	-	-
Rendimento do valor justo do ativo do plano	-	-	-	(8.221)	7.601	3.334
Benefícios pagos pelo plano	-	-	-	(7.398)	(7.324)	(5.925)
Valor justo dos ativos no final do ano	1.065	747	381	112.208	117.530	100.233

	Celpos					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor justo dos ativos no início do ano	580.703	472.191	446.177	4.876	3.149	2.088
Rendimento esperado no ano	53.737	49.943	46.420	509	381	245
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	(83.195)	84.909	2.867	(308)	455	174
Contribuições da patrocinadora	30.824	29.114	29.968	852	874	626
Contribuições de participantes	2.608	2.577	2.357	21	17	15
Benefícios pagos pelo plano	(61.975)	(58.031)	(55.598)	-	-	-
Valor justo dos ativos no final do ano	522.702	580.703	472.191	5.950	4.876	3.148

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, em 31 de dezembro de 2013, 2012 e em 1º de janeiro 2012 são os seguintes:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Faelba					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Renda variável	17,69%	16,50%	18,75%	1,13%	0,89%	1,11%
Renda fixa	76,88%	77,88%	75,31%	95,51%	96,80%	95,09%
Imóveis	1,43%	1,31%	1,71%	1,84%	1,36%	2,15%
Outros	3,99%	4,31%	4,23%	1,52%	0,95%	1,65%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	Fasern					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Renda variável	22,63%	22,50%	26,10%	4,38%	3,96%	6,00%
Renda fixa	77,37%	77,50%	69,30%	94,85%	95,04%	93,00%
Imóveis	-	-	-	0,77%	0,63%	0,50%
Outros	-	-	4,60%	-	0,37%	0,50%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	Celpos					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Renda variável	15,00%	19,88%	21,13%	20,00%	20,90%	17,49%
Renda fixa	73,00%	66,67%	68,52%	76,00%	75,00%	77,57%
Imóveis	7,00%	5,00%	3,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros	5,00%	8,45%	7,35%	4,00%	4,10%	4,94%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e em 1º de janeiro 2012:

	FAELBA					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,20%	9,20%	10,99%	9,20%	9,20%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	9,20%	9,20%	11,35%	9,20%	9,20%	10,49%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Nula	Nula	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

	FASERN					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	8,89%	10,99%	11,72%	8,89%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	8,89%	11,73%	11,72%	8,89%	10,73%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

	CELPOS					
	No. 1 - CD			No. 2 - BD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	9,56%	10,99%	11,72%	9,56%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	9,56%	11,30%	11,71%	11,67%	11,49%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%	6,58%	6,58%	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	0,15% / (tempo serviço +1)	Nula	Nula	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo	AT 2000 Segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo	AT 2000 Segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	UP-84 masculina	UP-84 masculina	UP-84 Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca	50% da Light franca	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca	50% da Light franca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data de aposentadoria normal e 100% na data da elegibilidade à aposentadoria normal.

(b) Benefícios de saúde pós-emprego

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A Coelba, a partir de 1º de maio de 2009, passou a estipulante do Seguro Coletivo Empresarial de Reembolso de Despesas de Assistência Médico-Hospitalar da Bradesco Saúde e de Assistência Odontológica da Bradesco Dental. A Apólice inclui, além dos funcionários ativos e seus dependentes, os ex-funcionários, os aposentados e os pensionistas. Há continuidade no oferecimento do plano após a aposentadoria, falecimento ou desligamento dos atuais funcionários ativos.

O método de contabilização, as premissas e a frequência das avaliações são semelhantes àquelas usadas para os planos de pensão de benefícios definido.

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Média ponderada das premissas para determinar a obrigação de benefício definido			
1. Taxa nominal de desconto	11,72%	9,20%	10,99%
2. Taxa de crescimento salarial	N/A	N/A	N/A
3. Taxa de inflação estimada no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%
4. Taxa nominal de reajuste de benefícios	N/A	N/A	N/A
Média ponderada de premissas para determinar o custo / (receita) do benefício definido			
1. Taxa nominal de desconto	9,20%	10,99%	N/A
2. Taxa nominal de crescimento salarial	N/A	N/A	N/A
3. Taxa de inflação estimada no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%
4. Taxa nominal de reajuste de benefícios	N/A	N/A	N/A
5. Tábua de mortalidade	AT-2000 basico segregada por sexo	AT-2000 basico segregada por sexo	
Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos			
1. Aposentadoria hoje (idade atual 65 anos)	19,5456	19,5456	19,5456
2. Aposentadoria daqui a 25 anos (idade atual 40 anos)	19,5456	19,5456	19,5456

Além das premissas estabelecidas acima, a principal premissa atuarial é um aumento de longo prazo nos custos de saúde de 8,15% ao ano.

Os valores reconhecidos no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e em 1º de janeiro de 2012 foram R$ 241.116, R$ 356.973 e R$ 233.791 respectivamente.

	Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
Valor presente das obrigações não financiadas	241.116	356.973	233.791
Passivo no balanço patrimonial	241.116	356.973	233.791

A movimentação na obrigação de benefício definido é como segue:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
Em 1º de janeiro	356.973	233.791
Custo do serviço corrente	6.322	3.964
Custo financeiro	32.200	25.101
Efeito da alteração de premissas financeiras	(91.297)	76.823
Efeito da experiência do plano	(51.061)	30.339
Liquidações	(12.022)	(13.045)
Em 31 de dezembro	241.115	356.973

A movimentação no valor justo dos ativos do plano é como segue:

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
Em 1º de janeiro	-	-
Contribuições do empregador	12.022	13.045
Benefícios pagos	(12.022)	(13.045)
Em 31 de dezembro	-	-

Os valores reconhecidos na demonstração do resultado são como seguem:

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
Custo do serviço corrente	6.322	3.964
Custo financeiro líquido	32.200	25.100
Total incluído nos custos de pessoal	38.522	29.064

A Faelba não possui ativos garantidores alocados para a cobertura dos benefícios por ela oferecidos, sendo os mesmos pagos diretamente pela Faelba conforme sua ocorrência.

Em decorrência de seu planos de assistência médica pós-emprego, o Grupo está exposto a uma série de riscos, sendo que os mais significativos deles estão detalhados abaixo:

Risco de inflação

Algumas obrigações dos planos de pensão do Grupo são vinculadas à inflação, sendo que uma inflação maior levará a um maior nível de obrigações (embora, em muitos casos, existam limites ao nível de reajustes inflacionários permitidos para proteger o plano contra taxas extremas de inflação). A análise de sensibilidade sobre as premissas adotadas está demonstrada a seguir:

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Análise de sensibilidade nas hipóteses adotadas
Inflação médica

a. Custos médicos - diminuição de 1,00%	215.260
Hipótese - inicial	8,15%
Hipótese - final	8,15%
b. Custos médicos - aumento de 1,00%	272.558
Hipótese - inicial	8,15%
Hipótese - final	8,15%

Expectativa de vida

A maior parte das obrigações do plano consiste na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos.

As contribuições esperadas dos planos de benefício de saúde pós-emprego para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2014 totalizam R$ 30.933.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de pensão e benefícios de saúde pós-emprego:

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2013					
Benefícios de saúde pós-emprego	15.786	16.862	102.228	-	134.876
	15.786	16.862	102.228	-	134.876

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

35. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Os segmentos operacionais da Companhia são internamente organizados principalmente como entidade jurídica. A Companhia agrupou os segmentos operacionais da seguinte forma: Distribuição, Geração, transmissão, Comercialização e Administração central e outros. A Companhia analisa o desempenho dos segmentos e aloca-lhes recursos baseando-se em diversos fatores, sendo as receitas e o lucro operacional os fatores financeiros preponderantes.

As informações sobre ativos e passivos por segmento não estão sendo reportadas por não serem utilizadas pela administração na gestão dos segmentos. A administração não utiliza análises por área geográfica para gestão de seus negócios.

Cada segmento é tratado de forma independente e detém profissionais com experiência própria em cada segmento. As operações da empresa estão segmentadas de acordo com o modelo de organização e gestão aprovado pela Administração.

	INFORMAÇÕES POR SEGMENTO													
	Distribuição		Geração		Transmissão		Comercialização		Administração Central e outros		Eliminações e Ajustes		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
RECEITA LÍQUIDA	9.651.322	10.777.810	1.378.756	1.243.038	35.127	47.782	798.248	694.875	30.294	27.513	(1.279.449)	(1.140.645)	10.614.298	11.650.373
CUSTO DO SERVIÇO	(7.310.896)	(8.028.092)	(926.468)	(794.365)	(14.544)	(23.519)	(777.041)	(655.918)	(21.634)	(18.690)	1.279.449	1.140.646	(7.771.134)	(8.379.938)
LUCRO BRUTO	**2.340.426**	**2.749.718**	**452.288**	**448.673**	**20.583**	**24.263**	**21.207**	**38.957**	**8.660**	**8.823**	**-**	**1**	**2.843.164**	**3.270.435**
Despesas com vendas	(651.791)	(1.032.142)	-	-	(817)	-	-	-	-	-	-	-	(652.608)	(1.032.142)
Despesas gerais e administrativas	(539.985)	(503.920)	(39.344)	(36.122)	(620)	(1.000)	(43)	(118)	(81.459)	(30.400)	952	391	(660.499)	(571.169)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	2.890	4.214	-	-	1	2.925	917.388	949.583	(903.871)	(945.563)	16.408	11.159
(-) Provisão para desvalorização do Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do Ágio	-	-	(1.164)	(1.164)	-	-	-	-	(89.676)	(96.355)	-	(2)	(90.840)	(97.521)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	**1.148.650**	**1.213.656**	**414.670**	**415.601**	**19.146**	**23.263**	**21.165**	**41.764**	**754.913**	**831.651**	**(902.919)**	**(945.173)**	**1.455.625**	**1.580.762**
Receita financeira	874.250	571.941	36.689	40.555	2.583	3.315	3.827	7.164	146.317	246.855	-	(463)	1.063.666	869.367
Despesa financeira	(1.057.338)	(838.258)	(110.856)	(118.160)	(368)	(2.633)	(1.125)	(3.884)	(26.231)	(22.297)	296	1.705	(1.195.622)	(983.527)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO	**965.562**	**947.339**	**340.503**	**337.996**	**21.361**	**23.945**	**23.867**	**45.044**	**874.999**	**1.056.209**	**(902.623)**	**(943.931)**	**1.323.669**	**1.466.602**
Imposto de renda e contribuição social	(156.000)	(115.578)	(87.046)	(56.590)	(1.919)	(2.417)	(7.918)	(13.455)	26	(6.556)	(1)	(1)	(252.858)	(194.597)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS NÃO CONTROLADORES	**809.562**	**831.761**	**253.457**	**281.406**	**19.442**	**21.528**	**15.949**	**31.589**	**875.025**	**1.049.653**	**(902.624)**	**(943.932)**	**1.070.811**	**1.272.005**
Atribuível aos acionistas controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(193.667)	(222.795)	(193.667)	(222.795)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR SEGMENTO	**809.562**	**831.761**	**253.457**	**281.406**	**19.442**	**21.528**	**15.949**	**31.589**	**875.025**	**1.049.653**	**(1.096.291)**	**(1.166.727)**	**877.144**	**1.049.210**

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

36. QUESTÕES AMBIENTAIS

A Companhia e suas controladas pautam sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à legislação ambiental e vem garantindo a melhoria do Sistema de Gestão Ambiental – SGA, criado em 2005 cujas ações voltadas para a sustentabilidade são diversas e cada vez mais arraigadas ao negócio da Empresa.

Em 2013, dentre as ações voltadas à preservação do meio-ambiente destacam-se:

Manejo da Vegetação – Projeto voltado para a melhoria da arborização urbana e rural, através da qualificação de equipes que realizam a atividade de poda de árvores com módulos de técnicas de poda, ferramental adequado, planejamento da arborização urbana, incentivo ao plantio de espécies adequadas na via urbana e legislação ambiental, realizado em parceria com as Prefeituras Municipais. Foi elaborada a 2ª edição do Guia de Manejo da Arborização Urbana da Coelba.

Mapeamento de Ruído nas Subestações - Como uma das ações do SGA, foi realizado o mapeamento de ruído ambiental com avaliações pontuais nas áreas externas e internas das subestações da Coelba, existentes em todo o Estado da Bahia. Os resultados obtidos destas medições demonstraram que todas as subestações da Coelba, existentes no estado da Bahia estão de acordo com os parâmetros de avaliação definido pela NBR 10151: 2000 - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, visando o conforto da comunidade, garantindo assim a melhoria contínua do SGA.

Rede Compacta / Linha Verde - Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

Projeto de Educação Ambiental Ecotrilha (PEA) - O Projeto Ecotrilha em parceria com a Faculdade Área1 e Odebrecht, voltado para crianças, jovens e adultos de escolas e instituições públicas e particulares, tem o propósito de trabalhar com os visitantes a importância da questão ambiental em nosso dia a dia, visando conservação da fauna, flora mananciais hídricos, a biodiversidade e os remanescentes de Mata Atlântica.

Projeto Taboarte - Visa o desenvolvimento sustentável do artesanato de taboa em Maracangalha, município de São Sebastião do Passé, realizado em parceria com o Sebrae, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado da Bahia e a Prefeitura de São Sebastião do Passé.

Projeto Despertar – Projeto desenvolvido em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural, para desenvolver o Programa Socioambiental em 50 municípios baianos para a rede de ensino de escolas na área rural.

Gestão Sustentável de Resíduos – Diversas ações que contribuem para a melhoria da gestão dos resíduos gerados no processo produtivo da empresa, a exemplo de:

- Projeto Logisverde - reutilização de carretéis de madeira proveniente da aquisição de condutores usados nas redes e linhas da Coelba;

- Descarte de Lâmpadas Fluorescentes - coleta e descontaminação de lâmpadas fluorescentes queimadas de suas instalações, oferecendo este serviço aos seus colaboradores, para as comunidades de baixa renda que fazem parte do programa de eficiência energética da Companhia, e para o Centro Administrativo do Estado da Bahia, através de um convênio firmado entre a concessionária e o governo do Estado.

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

- Coleta de Óleo Residual - com a Comanche Clean Energy que consiste em coletar o óleo residual produzido nas casas dos colaboradores e nos dois restaurantes da empresa para ser reciclado e reutilizado no processo de produção de biodiesel.

A Companhia realiza ainda investimentos voltados à conservação do meio ambiente, que se encontram inseridos nos Projetos e Programas de Investimentos, e que tem por motivadores os "condicionantes ambientais", que correspondem a compensações que devem ser realizados quando da execução dos projetos, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Destacamos abaixo os recursos aplicados de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente.

	Ativo			Resultado		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Recursos Aplicados	278.782	162.396	84.763	46.772	30.145	40.047

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

37. SEGUROS (Não auditado)

Os seguros das Companhias integrantes do Grupo são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

	Consolidado		
Riscos	Data da vigência	Importância	Prêmio (R$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2013 a 08/10/2014	200.672.003	414.400
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2013 a 08/10/2014	169.785.759	356.546
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2013 a 08/10/2014	100.000	529.362
Veículos	08/10/2013 a 08/10/2014	Tabela FIPE	46.385

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas – pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos e tumulto.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em conseqüência das operações comerciais das Companhias. O Limite Máximo de Indenização – LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral das Companhias varia conforme as companhias entre o intervalo de R$ 3.000 até R$ 8.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela presente apólice de Responsabilidade Civil em todos os sinistros reclamados durante a vigência, não poderá exceder, em hipótese alguma, ao limite agregado de uma vez e meia a importância segurada,

Transporte (Nacional e Internacional) – garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou

Notas Explicativas

31 de dezembro de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos – coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo. Os Veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a “Tabela Fipe”, não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

38. EVENTO SUBSEQUENTE

Em 11 de fevereiro de 2014 a Termope assinou o Contrato de compra e venda de ações referentes a venda da participação da Iberdrola Energia S.A. na Itapebi Geração de Energia S.A., passando a deter participação de 58% da investida, conforme informado em fato relevante publicado no dia 12 de fevereiro de 2014.

Proposta de Orçamento de Capital

Proposta de Orçamento de Capital

A Lei n º 6.404/76, alterada pela Lei n º 10.303/2001 determina em seu artigo 196 que *"a assembléia geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado. Parágrafo 1º – O orçamento, submetido pelos órgãos da administração com a justificação da retenção de lucros proposta, deverá compreender todas as fontes de recursos e aplicações de capital, fixo ou circulante, e poderá ter a duração de até cinco exercícios, salvo no caso de execução, por prazo maior, de projeto de investimento. Parágrafo 2º – O orçamento poderá ser aprovado na assembléia geral que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado, anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social."*

Em conformidade com o artigo 25 (IV) da Instrução CVM 480/2009, demonstramos a seguir a proposta de Orçamento de Capital da Neoenergia S.A., bem como as fontes de recursos para o exercício de 2014.

	Em R$ mil
Fontes de recursos	
Retenção de Lucros (art. 196)	3.868.021
Geração de caixa e recursos de terceiros	179.548
	4.047.569
Aplicações de recursos	
Distribuição	1.979.838
Expansão de redes	1.313.030
Manutenção de redes	304.789
Projetos de melhorias do sistema	263.997
Suporte operacional	98.022
Geração	2.067.731
	4.047.569

Proposta de Orçamento de Capital

REALIZAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTO 2008/2013

Durante os anos de 2008 a 2013, a Neoenergia investiu na expansão de seus investimentos de distribuição bem como no segmento de geração e transmissão de energia. A seguir detalhamos os principais projetos nesse período.

Em 2008 a Neoenergia adquiriu autorização para construção da UHE Baixo Iguaçu, localizada no Estado do Paraná com capacidade de 350 MW. Em 2009, foram inauguradas as PCH's Pirapetinga, em agosto, e Pedra do Garrafão, em setembro. Ainda no mesmo mês, foi inaugurada a UHE Baguari e em outubro, a UHE Corumbá, sendo a primeira em Minas Gerais e a segunda em Goiás. Já na área de transmissão, foi adquirida autorização para construção da Subestação Narandiba, com potência instalada de 200 MVA em 230 kV, com o propósito de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador. A obra teve início em março de 2010 e a subestação entrou em operação em 2011.

Em 2010, a Neoenergia realizou importantes aquisições, iniciando pela participação de 10%, por meio de sua controlada Belo Monte Participações, no Consórcio Norte Energia S.A., responsável pela construção da UHE Belo Monte, localizado no rio Xingu (PA) e com capacidade instalada de 11.233 MW. Com segregação das atividades de transmissão e geração, foram assinados os Contratos de Concessão referente às instalações de transmissão da Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. e as usinas da Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.

Em agosto do mesmo ano, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renováveis, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, nove parques eólicos com capacidade instalada total de 258 MW. Os parques estão localizados na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola Renováveis, a Neoenergia, construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico, Caetité 1, com capacidade de 30 MW, totalizando 288MW de capacidade instalada em eólicas. Em outubro, iniciou a operação comercial da PCH Sítio Grande, seguida da PCH Goiandira e em novembro, da PCH Nova Aurora.

Em dezembro de 2010, foi arrematada a UHE Teles Pires no Leilão A-5, por meio do Consórcio Teles Pires Energia Eficiente, formado por Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht (0,9%). A usina, localizada entre o Mato Grosso e o Pará, no rio Teles Pires, terá potência instalada de 1.820 MW. Neste mesmo mês, foi assinado um Instrumento de Compra e Venda com a Iberdrola para aquisição das empresas de cogeração Energyworks e Capuava Energy. Com um total de seis plantas de geração de energia elétrica e

Proposta de Orçamento de Capital

vapor, movidas a gás natural, instaladas em indústrias dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Ceará, as empresas tem capacidade instalada de 93 MW e capacidade de produção de 405 ton/h de vapor.

Em junho de 2011, a Companhia Hidrelétrica Teles Pires assinou, para o prazo de trinta e cinco anos, seu Contrato de Concessão. Em agosto deste mesmo ano, foi concedida pela ANEEL a autorização para a entrada em operação comercial da UHE Dardanelos e em dezembro, no segmento de transmissão, a Neoenergia arrematou a concessão da Subestação Extremoz (230/69kV), com 2 transformadores de 150 MVA, localizada no município de Extremoz, a cerca de 16km de Natal (RN). O objetivo desta subestação é atender a crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal.

Em junho de 2012, a Neoenergia arrematou a concessão para Construção, Operação e a Manutenção da expansão da Subestação Brumado II localizada no estado da Bahia. A subestação beneficiará a Região Sudoeste da Bahia, composta por 30 municípios, entre os quais se destacam, Brumado e Vitória da Conquista, ampliando a oferta e melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema elétrico regional. Em agosto de 2012, a Neoenergia por meio da SPE Geração Céu Azul S.A. assinou o contrato de concessão da UHE Baixo Iguaçu pelo prazo de trinta e cinco anos.

Em maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha, passando por 54 municípios.

A capacidade Instalada de geração de energia do Grupo chegará a 4010 MWh em 2019, considerando a participação da Neoenergia nos projetos que já estão em nosso portfólio conforme detalharemos melhor no item 5.2 deste relatório.

A Neoenergia também está presente no segmento de transmissão através da Afluente Transmissão de Energia, resultado da desverticalização dos ativos de geração e transmissão da Coelba, e da SE Narandiba, empresas que comportam os ativos de transmissão do Grupo. O mais recente investimento nesse segmento foi a linha de transmissão Ceará-Mirin, resultado do sucesso do Grupo Neoenergia no leilão de transmissão realizado em maio de 2013.

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva

Relatório dos auditores independentes

sobre as demonstrações financeiras

individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas

Neoenergia S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Neoenergia S.A. (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia S.A. e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração

sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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

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

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

Opinião sobre as demonstrações

financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Neoenergia S.A. em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações

financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Neoenergia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2013, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na Nota 3.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Neoenergia S.A., essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar -

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes

Valores correspondentes do exercício findo em 31 de dezembro de 2011

Os valores correspondentes ao balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2011 apresentados na Nota 3.30 foram alterados em decorrência dos assuntos mencionados na referida Nota. O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e os respectivos ajustes de reapresentação foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado de 26 de fevereiro de 2014, sem ressalva.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014

PricewaterhouseCoopers

Auditores Independentes

CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Guilherme Naves Valle

Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" RJ

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014.

Nilson Martiniano - Presidente

Carlos Magno Jobim

Marcos Lot

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes e que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras de 2013 da Neoenergia S.A.

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2014

Solange Maria Pinto Ribeiro

Diretora-Presidente

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta

Diretora de Planejamento e Controle

Erik da Costa Breyer

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Alejandro Roman Arroyo

Diretor de Geração

Gonzalo Goméz Alcântara

Diretor de Distribuição

Lady Batista de Morais

Diretora de Recursos Humanos

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

Diretor de Regulação

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes e que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras de 2013 da Neoenergia S.A.

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2014

Solange Maria Pinto Ribeiro

Diretora-Presidente

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta

Diretora de Planejamento e Controle

Erik da Costa Breyer

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Alejandro Roman Arroyo

Diretor de Geração

Gonzalo Goméz Alcântara

Diretor de Distribuição

Lady Batista de Morais

Diretora de Recursos Humanos

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

Diretor de Regulação