Eletrobras

Informe aos Investidores 4T13
Anexo

ÍNDICE

	Página
Introdução	3
I. Análise do Resultado Consolidado	5
II. Análise do Resultado da Holding	16
III. Informações Gerais	19
IV. Anexo: Informação das Empresas Controladas	35
IV.1 Empresas de Geração e Transmissão	35
Itaipu	36
Furnas	43
Chesf	70
Eletronorte	101
Eletronuclear	119
Eletrosul	127
CGTEE	147
IV.2.Empresas de Distribuição	157
Amazonas Energia	158
Distribuição Acre	176
Distribuição Alagoas	185
Distribuição Piauí	194
Distribuição Rondônia	203
Distribuição Roraima	212
IV.3.Empresa de Participação	222
Eletropar	223

Teleconferência em Português
31 de março de 2014
14:00h (horário de Brasília)
13:00h (horário de Nova York)
17:00h (horário de Londres)
Telefone: (11) 4433-2163
Senha: 9532

Teleconferência em Inglês
31 de março de 2014
14:00h (horário de Brasília)
13:00h (horário de Nova York)
17:00h (horário de Londres)
Telefone: +1 (786) 837-9597
(+44)20 3318 3776 (Londres)
Senha: 9532

Contate RI:
invest@eletrobras.com
www.eletrobras.com.br/elb/ri
Tel: (55) (21) 2514-6333

EBR & EBR.B LISTED NYSE
NÍVEL 1 BM&FBOVESPA ELET3 & ELET6
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2014
LATIBEX XELTO & XELTB
Índice Carbono Eficiente ICO2
Pacto Global Rede Brasileira

1. Empresas de Geração e Transmissão

Empresa	Receita Operacional Líquida		Resultado do Serviço		Lucro/Prejuízo do Exercício		EBITDA (R$ milhões)		Margem EBITDA (%)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Furnas	4.292	7.265	-782	955	-818	-1.306	44	-827	1,0%	-11,4%
Chesf	4.098	5.996	-1.210	1.533	-466	-5.341	-1.040	-6.257	-25,4%	-104,3%
Eletronorte	4.856	5.025	1.782	242	1.268	-786	2.287	34	47,1%	0,7%
Eletrosul	1.059	1.485	241	474	267	69	566	33	53,5%	2,2%
Eletronuclear	1.718	2.360	-591	124	-689	20	-246	387	-14,3%	16,4%
CGTEE	298	531	-308	-214	-472	-418	-310	-209	-104,0%	-39,5%

Capacidade Instalada - MW

Empresas	Própria (a)	SPE (b)	Agregação Física 2013	Total (a+b)
Furnas	9.209	1.129	495	**10.338**
Chesf	10.615	123	59	**10.738**
Eletronorte	9.462	75	-	**9.536**
Itaipu	7.000	-	-	**7.000**
Eletronuclear	1.990	-	-	**1.990**
CGTEE	840	-	-	**840**
Eletrosul	427	18	105	**445**
Eletrobras	-	13	-	**13**
Empresas Distribuidoras	2.086	-	-	**2.086**
Total	**41.629**	**1.358**	**659**	**42.987**

(b) Participação da empresa no empreendimento

Extensão das Linhas de Transmissão - Km

Empresa	Própria (a)	SPEs (b)	Agregação física em 2013	Total (a+b)
Furnas	19.868	1.234	1.126	**21.102**
Chesf	19.343	1.042	1.477	**20.385**
Eletronorte	9.983	1.377	727	**11.360**
Eletrosul	10.703	141	33	**10.844**
Empresas Distribuidoras	673	-	-	**673**
Total	**60.570**	**3.794**	**3.363**	**64.364**

(b) Participação da empresa no empreendimento

Energia Vendida - MWh

	2013	2012
Itaipu	88.467.305	88.783.159
Furnas	42.231.758	41.500.634
Chesf	57.861.823	55.073.846
Eletronorte	51.486.843	53.259.897
Eletronuclear	13.456.230	14.715.295
Eletrosul	1.815.225	2.752.513
CGTEE	3.798.244	4.417.733
Total	**259.117.428**	**260.503.077**

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	387.365.027	534.263.722
Contas a receber de clientes	1.007.320.522	967.038.354
Almoxarifado	6.656.848	6.471.312
Obrigações a receber	3.288.033	732.843
Depósitos judiciais	21.106.491	28.546.392
Outras contas a receber	63.452.965	54.399.297
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**1.489.189.886**	**1.591.451.920**
NÃO CIRCULANTE		
Obrigações a receber	200.840.198	221.170.351
Depósitos judiciais	43.953.374	42.379.657
	244.793.572	263.550.008
RESULTADOS		
De exercícios anteriores	(942.516.046)	(421.953.392)
Do exercício corrente	(1.188.902.812)	(520.562.654)
	(2.131.418.858)	(942.516.046)
IMOBILIZADO	17.488.882.033	17.477.652.841
INTANGÍVEL	22.288.878	20.808.447
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**15.624.545.625**	**16.819,495.250**
TOTAL DO ATIVO	**17.113.735.511**	**18.410.947.170**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.12.2013	31.12.2012
PASSIVO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	1.168.918.872	1.097.120.841
Remunerações e ressarcimentos	713.493.716	668.963.832
Fornecedores	59.514.157	83.282.430
Salários e obrigações sociais	58.919.188	58.233.723
Indenizações trabalhistas	27.505.259	23.995.933
Provisões para processos judiciais	134.774.746	234.144.839
Outras obrigações	3.357.166	4.968.364
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**2.166.483.104**	**2.170.709.962**
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	12.675.882.137	13.818.581.952
Indenizações trabalhistas	345.044.078	376.466.918
Benefícios pós-emprego	1.696.400.179	1.814.318.349
Provisões para processos judiciais	126.411.007	127.714.634
Outras obrigações	3.515.006	3.155.355
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**14.847.252.407**	**16.140.237.208**
TOTAL DO PASSIVO	**17.013.735.511**	**18.310.947.170**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital		
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	50.000.000	50.000.000
Administración Nacional de Electricidad	50.000.000	50.000.000
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**100.000.000**	**100.000.000**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**17.113.735.511**	**18.410.947.170**

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	2013	**2012**
RECEITAS OPERACIONAIS		
Fornecimento de energia	3.291.012.000	3.291.012.000
Remuneração por cessão de energia	377.020.357	378.718.002
Reembolso de custos - energia não vinculada	132.328.557	128.136.896
Total das receitas operacionais	3.800.360.914	3.797.866.898
DESPESAS OPERACIONAIS		
REMUNERAÇOES E RESSARCIMENTOS		
Rendimentos de capital	(48.139.048)	(47.789.688)
Remuneração por cessão de energia	(377.020.357)	(378.718.002)
Energia vinculada		
Royalties	(405.933.777)	(404.245.066)
Ressarcimento encargos de adm. e supervisão	(31.225.674)	(31.095.774)
	(437.159.451)	(435.340.840)
Energia não vinculada		
Royalties	(122.876.517)	(118.984.260)
Ressarcimento encargos de adm. e supervisão	(9.452.040)	(9.152.636)
	(132.328.557)	(128.136.896)
	(994.647.413)	(989.985.426)
DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		
Pessoal	(558.875.869)	(574.014.551)
Provisões atuariais	(43.921.855)	(424.962.959)
Materiais	(16.429.962)	(16,152.007)
Serviços de terceiros	(106.702.421)	(104.645.775)
Provisões para processos judiciais	58.759.955	14.049.475
Outras despesas operacionais	(139.673.492)	(136.422.148)
	(806.843.644)	(1.242.147.965)
Total das despesas operacionais	(1.801.491.057)	(2.232.133.391)
RESULTADO DO SERVIÇO	1.998.869.857	1.565.733.507
OUTRAS RECEITAS (DESPESAS)		
Receitas diversas	9.628.450	4.640.234
Despesas diversas	(24.627.084)	(15.125.174)
Total das receitas (despesas) diversas	(14.998. 634)	(10.484.940)
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de aplicações financeiras	21.033.597	56.847.543
Acréscimos moratórias em faturas de energia	3.453	
Outras receitas financeiras	4.203.307	(5.303.324)
Total das receitas financeiras	25.240.357	51.544.219
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos financeiros capitalizáveis	(2.322.697)	(1.250.261)
Encargos financeiros não capitalizáveis	(958.676.180)	(1.028.757.080)
Encargos sobre remunerações e ressarcimentos	(2.071)	
Variações monetárias	140.797.875	(56.155.222)
Outras despesas financeiras	(5.695)	(67.569)
Total das despesas financeiras	(820.208.768)	(1.086.230.132)
RESULTADO FINANCEIRO	(794.968.411)	(1.034.685.913)
RESULTADO DO EXERCÍCIO	1.188.902.812	520.562.654

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhares

	2013	2012
DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado do exercício	**1.188.902.812**	520.562.654
Ajustes do resultado		
Baixas de ativo imobilizado	**23.936.521**	14.326.249
Variações monetárias - empréstimos	**(3.116.416)**	(1.219.208)
Variações monetárias - obrigações estimadas	**(177.003.049)**	24.276.329
Provisões passivas		
Encargos financeiros capitalizáveis	2.322.697	1.250.261
Encargos financeiros não capitalizáveis	958.676.180	1.028.757.080
Obrigações estimadas	(9.053.366)	**498.063.081**
Resultado ajustado	**1.984.665.379**	**2.086.016.446**
Variações nos ativos e passivos		
Variação no contas a receber de clientes	**(40.282.168)**	(94.414.499)
Variação no almoxarifado	(185.536)	430.904
Variação em outros créditos	15.948.262	13.125.326
Variação de remunerações e ressarcimentos	44.529.884	104.726.798
Variação em fornecedores e outras obrigações	(25.019.820)	2.138.195
Variação em salários e obrigações sociais	685.465	6.457.372
Pagamento de obrigações estimadas	(60.448.989)	(71.450.184)
	(64.772.902)	**(38.986.088)**
Fluxo de caixa operacional liquido	**1.919.892.477**	**2.047.030.358**
DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
Aquisição de imobilizado e intangível	(36.646.144)	(42.898.590)
Disponibilidades **utilizadas nas atividades de investimentos**	**(36.646.144)**	**(42.898.590)**
DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS		
Empréstimos e financiamentos obtidos	26.049.560	18.589.225
Amortização de empréstimos e financiamentos	(1.092.539.729)	(1.027.959.833)
Pagamento de juros sobre empréstimos e financiamentos	(963.654.859)	(1.028.905.814)
Disponibilidades utilizadas nas atividades de financiamentos	**(2.030.145.028)**	**(2.038.276.422)**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(146.898.695)**	**(34.144.654)**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	534.263.722	**568.408.376**
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	387.365.027	534.263.722
Variação no caixa e equivalentes de caixa	**(146.898.695)**	**(34.144.654)**

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh 1T13	2T13	3T13	4T13
Itaipu Binacional	14.000	8.577	24.839.820	25.172.873	24.073.828	24.543.514

Usina	Participação %	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Itaipu Binacional	100%	Brasil (Paraná) e Paraguai (Alto Paraná)	03/1985	-x-

2. Energia comprada para revenda - NA

3. Energia Vendida

Ativos Próprios

Comprador	Tipo de venda	1T13 US$ Milhões[1]	1T13 MWh	2T13 US$ Milhões[1]	2T13 MWh	3T13 US$ Milhões[1]	3T13 MWh	4T13 US$ Milhões[1]	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	753,5	22.155.395	769,4	22.880.701	771,7	21.744.017	752,7	21.687.192
Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	69,3	2.498.289	53,4	2.101.756	51,0	2.150.124	70,0	2.660.730
Total	**A**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
	B	**822,8**	**24.653.684**	**822,8**	**24.982.457**	**822,7**	**23.894.141**	**822,7**	**24.347.922**

A - Através de leilões
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais
[1] Considerado apenas o faturamento da energia assegurada

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE) - NA

5. Combustível usado para produção de energia elétrica - NA

6. Perdas na geração - %

1T13	2T13	3T13	4T13
0,75	0,76	0,75	0,80

7. Tarifa Média – US$ / KW

Ativos Próprios

1T13	2T13	3T13	4T13
22,60	22,60	22,60	22,60

8. Extensão das Linhas de Transmissão – Km – NA

9. Principais Investimentos – US$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado
Geração	**4,0**	**10,1**	**5,9**	**16,6**	**-**
Bens Patrimoniais Móveis	1,2	1,8	1,6	5,5	-
Demais Investimentos	2,8	8,3	4,3	11,1	-
Total	**4,0**	**10,1**	**5,9**	**16,6**	**-**

10. Investimentos Novos - NA

11. Empréstimos e Financiamentos – US$ milhões

Moeda Nacional - MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
FIBRA – Fundação Itaipu – BR	42,5	38,5	37,6	35,6	2023	INPC

Moeda Estrangeira – ME

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Moeda
Eletrobras	5.546,9	5.392,1	5.234,6	5.074,5	2014 / 2021 / 2023	US$
Tesouro – Cessão	8.745,0	8.634,4	8.522,0	8.407.7	2023	US$
Tesouro – Reestruturação da dívida externa	277,2	264,7	266,9	254,7	2013 / 2023	US$
CAJUBI – Fundação Itaipu - PY	59,7	61,7	68,8	72,3	2021 / 2022	US$
TOTAL	**14.628,8**	**14.352,9**	**14.092,3**	**13.809,2**		

12. Contratos – US$ milhões

12.1. Empréstimos e Financiamentos

Empréstimos e Financiamentos	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
Por atividade						
Geração	-	1.168,9	1.240,1	1.322,6	1.410,8	8.702,4
Por credor						
Eletrobras	-	685,2	596,6	485,1	516,7	2.791,0
Outros	-	483,7	643,5	837,5	894,1	5.911,4

12.2. Compra de Energia – NA

12.3. Venda de Energia

Contratos de Venda de Energia	Unidade	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
Ambiente Regulado	MWh	-	-	-	-	-	-
	US$ Milhões						
Contratos Bilaterais[2]	MWh	-	145.620	145.620	145.620	145.620	776.640
	US$ Milhões	-	3.291,0	3.291,0	3.328,9	3.352,2	17.533,1
Total	**MWh**	**-**	**145.620**	**145.620**	**145.620**	**145.620**	**776.640**
	US$ Milhões	**-**	**3.291,0**	**3.291,0**	**3.328,9**	**3.352,2**	**17.533,1**

[2] Estudo Tarifário 2014-2023 aprovado em novembro de 2013.

13. Número de Empregados (quadro efetivo – inclui requisitados e exclui cedidos)

13.1. Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	1.271	1.277	1.135	1.033
6 a 10	350	402	493	519
11 a15	412	409	416	412
16 a 20	174	172	171	165
21 a 25	688	649	601	538
mais de 25	567	573	591	616
Total	**3.462**	**3.482**	**3.407**	**3.283**

13.2. Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Usina Hidrelétrica de Itaipu[3]	2.290	2.267	2.253	2.198
Paraná – Brasil	315	341	321	306
São Paulo – Brasil	1	1	1	1
Brasília – Brasil	3	3	3	3
Paraguai	853	870	829	775
Total	**3.462**	**3.482**	**3.407**	**3.283**

[3] Localizada em Foz do Iguaçu-Paraná-Brasil e em Hernandárias-Alto Paraná-Paraguai.

13.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo [4]	789	780	742	765
Administrativo	2.673	2.702	2.665	2.518

14. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada - NA

15. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,0174	0,0134	0,0224	0,0311

Eletrobras Furnas

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

Ativo	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado	01.01.2012 Reapresentado
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	6.696	2.462	115.665
Títulos e valores mobiliários	715.812	715.812	509.279
Clientes	870.458	935.106	986.311
Remuneração das participações societárias	82.536	35.171	5.627
Impostos e contribuições sociais	118.085	148.953	68.524
Direito de ressarcimento	-	9.937	9.937
Cauções e depósitos vinculados	15.339	15.329	18.056
Almoxarifado	21.454	24.954	23.840
Indenizações das concessões	1.499.440	1.537.280	-
Outros	149.009	394.966	106.891
	3.478.829	**3.613.437**	**1.860.693**
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Clientes	560.469	398.922	450.549
Impostos e contribuições sociais	457.909	900.295	879.255
Almoxarifado	90.856	89.047	80.909
Cauções e depósitos vinculados	503.057	386.699	310.197
Ativo financeiro – concessões do serviço público	6.389.473	6.329.851	7.580.769
Indenizações das concessões	630.912	2.174.808	-
Outros	128.415	679.729	53.782
	8.761.091	**10.959.351**	**9.355.461**
Investimentos	4.879.505	3.812.603	2.505.820
Imobilizado	5.908.998	5.769.432	8.480.566
Intangível	111.388	98.193	108.852
	19.660.982	20.639.579	20.450.699
TOTAL DO ATIVO	**23.139.811**	**24.253.016**	**22.311.392**

Passivo e Patrimônio Líquido	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado	01.01.2012 Reapresentado
CIRCULANTE			
Fornecedores	411.869	842.851	812.903
Financiamentos e empréstimos	431.464	597.188	678.373
Impostos e contribuições sociais	287.856	307.119	230.432
Obrigações estimadas	391.569	497.853	339.979
Encargos setoriais	128.265	94.258	83.515
Benefícios pós-emprego	72.945	65.597	248.240
Outros	49.215	101.335	98.623
	1.773.183	**2.506.201**	**2.492.065**
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	7.514.980	6.087.370	4.156.567
Impostos e contribuições sociais	739.705	498.666	544.767
Obrigações estimadas	-	-	247.793
Concessões a pagar - uso do bem público	39.680	44.673	42.230
Provisões para riscos	555.309	865.178	622.689
Benefícios pós-emprego	227.066	552.784	271.861
Adiantamentos para futuro aumento de capital	34.740	525.450	300.000
Provisão para contratos onerosos	1.001.219	1.490.215	-
Encargos setoriais	76.601	214.749	184.832
Outros	1	1	3.485
	10.189.301	**10.279.086**	**6.374.224**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	6.531.154	6.031.154	6.031.154
Reservas de capital	5.528.986	5.690.383	5.690.383
Reservas de lucros	-	656.113	1.961.815
Prejuízos acumulados	-	-	-
Outros resultados abrangentes	(882.813)	(909.921)	(431.740)
Dividendos adicionais propostos	-	-	193.491
Participação de acionistas não controladores	-	-	-
	11.177.327	11.467.729	13.445.103
TOTAL DO PASSIVO	**23.139.811**	**24.253.016**	**22.311.392**

Eletrobras
Furnas

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.292.195**	**7.265.450**
CUSTO OPERACIONAL	**(3.677.936)**	**(4.756.105)**
Custo com energia elétrica	(1.074.685)	(2.320.101)
Energia elétrica comprada para revenda	(673.974)	(1.880.642)
Encargos de uso da rede elétrica	(400.711)	(439.459)
Custo de operação	(2.603.251)	(2.436.004)
Pessoal, material e serviços de terceiros	(1.950.131)	(1.805.277)
Combustível e água para produção de energia elétrica	(278.997)	(146.728)
Utilização de recursos hídricos	(164.000)	(221.414)
Depreciação e amortização	(185.816)	(236.077)
Outros	(24.307)	(26.508)
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	**(582.073)**	**(511.522)**
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**32.186**	**1.997.823**
DESPESAS OPERACIONAIS	(814.504)	(1.043.051)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	**(782.318)**	**954.772**
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	151.780	49.231
RESULTADO FINANCEIRO	(524.079)	(106.384)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI Nº 12.783/2013	**(1.154.617)**	**897.619**
Ganho (perda) - Lei nº 12.783/2013	488.996	(2.067.037)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**(665.621)**	**(1.169.418)**
Imposto de renda e contribuição social	-	(35.741)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(151.889)	(100.543)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO	**(817.510)**	**(1.305.702)**

Eletrobras Furnas

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhares

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(665.621)	(1.169.418)
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido		
Depreciação e amortização	185.816	236.077
Variação monetária/cambiais líquidas	(264.929)	(205.636)
Renda de aplicação financeira	(42.793)	(41.178)
Juros s/ refinanciamentos de créditos e empréstimos concedidos	(67.806)	-
Encargos financeiros	509.576	330.005
Resultado de equivalência patrimonial	(151.780)	(49.231)
Estimativa / (reversão) para crédito de liquidação duvidosa	60.532	232.658
Provisão / (reversão) para riscos com ações fiscais, trabalhistas e cíveis	(309.869)	242.489
Provisão/ (reversão) Plano de readequação do quadro de pessoal (Preq)	222.044	(50.969)
Provisões para redução do valor recuperável de ativos (*impairment*)	32.067	334.928
Provisão / (Reversão) para perdas com contratos onerosos	(488.996)	1.490.215
Despesas Financeiras (Multa e Juros sobre novos parcelamentos)	298.588	-
Provisão para baixa de ativo financeiro	496.196	-
Baixa de imobilizado	24.558	1.910.539
Baixa do ativo financeiro - Lei nº 12.783/2013	-	2.301.331
Receita de ativo financeiro pela RAP	(172.204)	(1.212.992)
Provisão para perda de investimento	6.212	-
Encargos da reserva global de reversão	317.207	218.077
Subtotal	**(11.202)**	**4.566.895**
(Acréscimos) decréscimos nos ativos/passivos operacionais	**362.670**	**459.818**
Pagamento de encargos financeiros	(591.928)	(330.944)
Amortização de ativo financeiro pela RAP	198.460	1.515.226
Efeito Lei nº 12.111/2009 (diferença de tarifa)	-	(806.336)
Indenização Lei nº 12.783/2013	-	(3.622.275)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	(421.348)	(217.866)
Recebimento de encargos financeiros	5.834	5.798
Pagamentos de imposto de renda e contribuição social	(136.317)	(130.944)
Cauções e depósitos vinculados	(49.800)	(135.181)
Pagamento de PREQ	(398.322)	-
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições – principal	(63.654)	(76.599)
Recebimento de RAG	561.013	-
Pagamento de energia comprada Eletronuclear	(251.839)	-
Recebimento de Indenizações Lei 12.783/2013	1.914.774	-
Pagamento à entidade de previdência complementar	(78.851)	(293.810)
Subtotal	688.022	(4.092.931)
CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**1.039.490**	**933.782**
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.609.368	1.865.231
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(534.909)	(249.928)
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	-	200.000
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(271.322)
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**1.074.459**	**1.543.981**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aquisições de ativo financeiro	(582.073)	(511.522)
Resgate/(aplicação) em renda fixa e renda variável	(163.741)	57.741
Aquisições de ativo imobilizado	(361.020)	(750.944)
Aquisições de ativo intangível	(34.182)	(5.588)
Aquisições de investimentos em participações societárias	(1.125.632)	(1.473.103)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	156.933	92.450
CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(2.109.715)**	**(2.590.966)**
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**4.234**	**(113.203)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	2.462	115.665
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	6.696	2.462
	4.234	**(113.203)**

Análise do Resultado

Furnas apresentou no 4T13 um prejuízo líquido de R$ 239,4 milhões contra um prejuízo líquido de R$ 812,8 milhões no 3T13, resultado 70,5% superior. Essa retração no prejuízo se deve, principalmente, ao resultado positivo do serviço de energia elétrica em R$ 143,6 milhões contra um resultado negativo no 3T13 de R$ 607,8 milhões e à piora do resultado financeiro negativo em 149,4% uma vez que saiu de uma despesa líquida de R$ 146,6 milhões no 3T13 para uma despesa líquida de R$ 365,6 milhões no 4T13.

Receita Operacional

A receita operacional líquida retraiu 9,2%, saiu de R$ 1.207,2 milhões no 3T13 para R$ 1.096,6 milhões no 4T13 em função, basicamente, do aumento de 60,5% nas deduções à receita bruta e uma leve diminuição de 1,1% nas receitas de geração e transmissão, a saber:

Na geração:

O segmento de geração no 4T13 reduziu 0,2% quando comparado ao 3T13, passando de R$ 720,4 milhões contra R$ 888,6 milhões. Esta retração é proveniente das receitas de construção (-51,7%), operação e manutenção (-3,6%) de usinas bem como do fornecimento de energia elétrica (-11,0%).

Na transmissão:

No segmento de transmissão, houve um decréscimo de 4,6%, passando no 4T13 de R$ 448,2 milhões para 469,9 milhões no 3T13 Esta redução refere-se, basicamente, à operação e manutenção de linhas de transmissão (-5,9%) e à financeira - retorno do investimento (-132,9%), compensados, parcialmente, com o incremento de 642,5% na receita de construção de linhas de transmissão.

Custo com Energia Elétrica

A rubrica de energia elétrica comprada para revenda teve seu saldo reduzido em 63,6%, ou seja, saiu de R$ 187,0 milhões no 3T13 para R$ 68,1 milhões no 4T13. Essa retração refere-se basicamente: a) a redução no provisionamento para aquisição no mercado de curto prazo (CCEE) em função do encerramento do contrato da Eletronuclear; e b) ao aumento do registro do aproveitamento de crédito de Pasep/Cofins.

Os encargos de uso da rede retraíram 4,9%, saíram de um custo de R$ R$ 103,1 milhões no 3T13 para R$ 97,9 milhões no 4T13, consequência da diminuição das receitas de transmissão – rede básica.

Custo de Operação e Manutenção (O&M)

No 2T13 foi registrado um custo de O&M de R$ 153,6 milhões que no 3T13 foi reclassificado para custo de construção com contrapartida no ativo financeiro. Sendo assim, como não possui uma RAP atrelada foi constituída uma provisão para baixa de ativo financeiro no mesmo valor. Portanto, no 3T13 há uma receita de R$ 153,6 milhões para mitigar o efeito do custo de 2T13 baixado no período que no 4T13 inexiste.

Custo de Operação

Os gastos com pessoal tiveram um incremento de 29,3%, passando de R$ 292,8 milhões no 3T13 para R$ 378,7 milhões no 4T13 em virtude do aumento da provisão para pagamento dos aposentados em janeiro de 2014 que se desligaram em 31 de dezembro de 2013 em função de adesão ao Preq.

A rubrica serviços de terceiros sofreu um aumento de 30,8% quando se compara o 3T13 no valor de R$ 167,8 milhões com o 4T13 no valor de R$ 219,4 milhões especificamente no serviço de mão de obra contratada.

CFURH aumentou 8,1% passando de R$ 46,2 milhões no 3T13 para R$ 50,0 milhões no 4T13.

O combustível para produção de energia elétrica teve uma queda de 102,1%, passando de R$ 88,3 milhões no 3T13 para uma receita R$ 1,8 milhão no 4T13, principalmente devido à recuperação de despesas com aquisição de gás para as operações de geração de energia da Usina Termelétrica de Santa Cruz.

Receitas (despesas) operacionais

O 4T13 teve uma reversão na provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e outros no montante de R$ 503,3 milhões, principalmente devido a reversão da provisão para risco fiscal no montante de R$ 322,8 milhões, em virtude da baixa de dois processos que questionavam na justiça dois autos de infração lavrados pela Receita Federal referente ao cálculo e recolhimento de Pasep/Cofins: (i) 15374-001.504/2001-65 (R$ 259.438 mil) e (ii) 18471.001315/2008-59 (R$ 63.388 mil); e à baixa de processos cíveis e outros em virtude de mudança do prognóstico de provável para possível no valor R$ 177,4 milhões.

No 4T13 também foi registrada uma reversão na provisão para pagamento do Plano de Readequação do Quadro de Pessoal (Preq) no valor de R$ 106,8 milhões, basicamente, em função de revisão atuarial.

A rubrica de provisão para baixa com ativo financeiro retraiu 25,6% no 4T13 em relação ao 3T13, saiu de uma despesa de R$ 284,6 milhões no 3T13 para R$ 211,6 milhões no último trimestre.

A rubrica de outras despesas teve um incremento de R$ 592,5% no último trimestre, passou de R$ 19,8 milhões no 3T13 para R$ 137,0 milhões no 4T13 como consequência, principalmente, do aumento da despesa com ressarcimento por indisponibilidade de energia e do aumento da despesa de ICMS – diferenças de alíquotas nas operações interestaduais.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido ficou negativo em R$ 365,6 milhões no 4T13, apresentando uma elevação de despesa de 149,4% em relação à despesa líquida no 3T13 que totalizou R$ 146,6 milhões, em decorrência, principalmente da rubrica outras despesas financeiras, que saiu de R$ 46,2 milhões no 3T13 para R$ 286,5 milhões no 4T13, como consequência de pagamento de juros de mora sobre a adesão ao Refis no valor de R$ 209,7 milhões além de multas por auto de infração e moras.

Eletrobras Furnas

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

1.1. Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Energia Gerada – MWh			
			1T13	2T13	3T13	4T13
Furnas	1.216	598	511.842	777.285	1.302.058	1.317.491
Luis Carlos Barreto (Estreito)	1.050	495	656.219	650.172	919.060	1.069.372
Mascarenhas de Moraes	476	295	389.477	402.637	642.714	733.686
Porto Colômbia	320	185	378.588	369.287	389.911	488.680
Marimbondo	1.440	726	1.374.835	1.318.373	1.484.165	1.675.004
Itumbiara	2.082	1.015	1.103.525	894.181	1.836.050	1.696.450
Funil	216	121	332.362	227.606	223.456	210.296
Corumbá I	375	209	505.968	629.885	381.786	413.459
Simplício	306	192	0	95.402	200.733	280.599
Serra da Mesa (48,46%)*	1.275	671	665.773	547.600	720.129	871.914
Manso (70%)**	212	92	153.479	107.134	91.908	100.557
Santa Cruz	932	687	712.148	724.656	328.521	607.449
Roberto Silveira (Campos)	30	21	218	0	0	0
Neblina **	6,468	4,66	-	-	-	-
Sinceridade **	1,416	0,37	-	-	-	-
Dona Rita **	2,41	1,03	-	-	-	-
São Domingos**	12,00	7,2	-	-	-	-

*Inclui apenas o percentual de Furnas.
** Novas UHE de Cotas com montantes gerados ainda não disponíveis. A UHE São Domingos ficou sob responsabilidade de Furnas no período de 06/06/2013 a 31/10/2013.

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Furnas	MG	03/1963	12/2042
Luis Carlos Barreto (Estreito)	SP/MG	01/1969	12/2042
Mascarenhas de Moraes	MG	04/1973	10/2023
Porto Colômbia	MG/SP	03/1973	12/2042
Marimbondo	SP/MG	04/1975	12/2042
Itumbiara	GO/MG	02/1980	02/2020
Funil	RJ	04/1969	12/2042
Corumbá I	GO	04/1997	12/2042
Simplício	RJ	06/2013	08/2041
Serra da Mesa	GO	04/1998	11/2038
Manso	MT	10/2000	02/2035
Santa Cruz	RJ	03/1967	12/2042
Roberto Silveira (Campos)	RJ	04/1977	07/2027
Neblina	MG	04/2013	*
Sinceridade	MG	04/2013	*
Dona Rita	MG	06/2013	*
São Domingos	GO	06/2013	10/2013

* Sob responsabilidade de Furnas até a conclusão de nova licitação para concessão das UHE.

Eletrobras Furnas

1.2. SPE

SPE	Usina	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW Médio)	Energia Gerada (MWh) 1T13	2T13	3T13	4T13
Enerpeixe S.A.	UHE Peixe Angical e LT Associada	452	271	740.134,88	540.136,01	493.870,60	707.308,71
Baguari Geração de Energia S.A.	UHE Baguari	140	80	175.081,93	141.796,57	77.371,04	144.855,38
Retiro Baixo Energética S.A.	UHE Retiro Baixo	82	39	87.268,09	60.495,71	22.070,84	52.025,24
Foz de Chapecó Energia S.A.	UHE Foz de Chapecó	855	432	786.073,00	775.714,05	1.401.24,71	1.331.736,61
Serra do Facão Energia S.A.	UHE Serra do Facão	212,6	182	116.287,81	113.294,00	134.571,00	137.588,00
Madeira Energia S.A.	UHE Santo Antônio*	3.568,8	2.342,03	614.042,00	ND	1.012.919,18	1.067.820,50

*16 unidades em operação, totalizando 1.128,2 MW.

Usina	Participação (%)	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
UHE Peixe Angical	40,0	TO	06/2006	11/2036
UHE Baguari	15,0	MG	09/2009	08/2041
UHE Retiro Baixo	49,0	MG	03/2010	08/2041
UHE Foz de Chapecó	40,0	RS/SC	10/2010	11/2036
UHE Serra do Facão	49,5	GO	07/2010	11/2036
UHE Santo Antônio	39,0	RO	03/2012	06/2043

2. Energia comprada para revenda

2.1. Ativos Próprios

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ Milhões	-	-	-	-
Outros	MWh*	1.101.221	1.047.936	1.030.968	978.587
	R$ Milhões**	205,32	172,00	149,00	157,00
Total	**MWh***	**1.101.221**	**1.047.936**	**1.030.968**	**978.587**
	R$ Milhões**	**205,32**	**172,00**	**149,00**	**157,00**

* Montante total contratado (lastro).

** Valores faturados.

2.2. SPE

UHE Foz de Chapecó

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ Milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	483.337,00	-	-	-
	R$ Milhões	35.175,00	-	-	-
Total	**MWh**	**483.337,00**	**-**	**-**	**-**
	R$ Milhões	**35.175,00**	**-**	**-**	**-**

UHE Santo Antônio

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ Milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	968.389,00	ND	1.180.399,25	1.457.019,23
	R$ Milhões	195,00	ND	282,08	343,42
Total	**MWh**	**968.389,00**	**ND**	**1.180.399,25**	**1.457.019,23**
	R$ Milhões	**195,00**	**ND**	**282,08**	**343,42**

UHE Peixe Angical

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ Milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	-	37.689,64	38.103,81	38.086,55
	R$ Milhões	-	7,07	7,13	7,13
Total	**MWh**	**-**	**37.689,64**	**38.103,81**	**38.086,55**
	R$ Milhões	**-**	**7,07**	**7,13**	**7,13**

Nota: Comtempla compra de energia para recompor lastro e perda.

3. Energia Vendida

3.1. Ativos Próprios

3.1.1. Energia vendida pelos empreendimentos não afetados pela Lei 12.783 (não oriunda das cotas)

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A	17,02	177.172	17,23	175.137	16,31	164.509	18,94	186.207
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	572,35	5.261.894	580,02	5.148.287	558,41	4.872.685	600,41	5.239.753
	B	23,35	188.508	13,17	102.536	13,64	106.139	13,00	101.097
Total	**A**	**589,37**	**5.439.066**	**597,25**	**5.323.424**	**574,72**	**5.037.194**	**619,35**	**5.425.960**
	B	**23,35**	**188.508**	**13,17**	**102.536**	**13,64**	**106.139**	**13,00**	**101.097**

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas não oriundas das cotas
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.1.2. Energia vendida pelos empreendimentos afetados pela Lei 12.783 -Regime de O&M

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A								
	B								
Outros	A								
	B								
Total	**A**	**100,31**	**5.043.774**	**100,75**	**5.111.448**	**104,51**	**5.182.750**	**104,14**	**5.169.862,02**
	B								

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas oriundas das cotas.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

Eletrobras Furnas

3.2. SPE

Enerpeixe S.A.

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	118,89	654.305,20	108,11	581.397,26	126,00	538.439,03	90,72	707.308,70
Total	**A**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
	B	**118,89**	**654.305,20**	**108,11**	**581.397,26**	**126,00**	**538.439,03**	**90,72**	**707.308,70**

A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

UHE Foz do Chapecó

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	167,93	967.622,00	9.446,44	545.633,57	97.305,06	548.683,28	104.326.665,53	580.149,17
	B	-	-	7.110,35	377.395,20	72.162,39	381.542,41	72.959.657,55	381.542,40
Total	**A**	**167,93**	**967.622,00**	**9.446,44**	**545.633,57**	**97.305,06**	**548.683,28**	**104.326.665,53**	**580.149,17**
	B	**-**	**-**	**7.110,35**	**377.395,20**	**72.162,39**	**381.542,41**	**72.959.657,55**	**381.542,40**

A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

UHE Santo Antônio

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A*	-	-	-	-	3,49	33.700,82	4,76	44.381,27
	B	-	-	-	-			-	-
Outros	A	31,00	313.040,00	-	-	106,57	1.012,361,30	142,38	1.333.198,63
	B	313,00	2.139.646,00	-	-	339,78	2.369.090,13	358,75	2.467.550,79
Total	**A**	**31,00**	**313.040,00**	**-**	**-**	**110,06**	**1.046.062,12**	**147,14**	**1.377.579,90**
	B	**313,00**	**2.139.646,00**	**-**	**-**	**339,78**	**2.369.090,13**	**358,75**	**2.467.550,79**

* Cepisa e Ceal.
A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

UHE Serra do Facão

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	47,60	277.681,00	44,33	254.910,00	45,31	256.335,00	48,37	271.035
	B	25,56	149.109,00	21,67	124.603,00	22,27	125.972,00	22,47	125.915
Total	**A**	**47,60**	**277.681,00**	**44,33**	**254.910,00**	**45,31**	**256.335,00**	**48,37**	**271.035**
	B	**25,56**	**149.109,00**	**21,67**	**124.603,00**	**22,27**	**125.972,00**	**22,47**	**125.915**

A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

UHE Retiro Baixo

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	12,5	79.257,18	13,4	77.206,51	12,89	77.736,11	13,8	81.160,17
	B	0,4	2.161,00	0,4	2.184,00	0,4	2.2808,00	0,4	2.207,00
Total	**A**	**12,50**	**79.257,18**	**13,4**	**77.206,51**	**12,89**	**77.736,11**	**13,8**	**81.160,17**
	B	**0,4**	**2.161,00**	**0,4**	**2.184,00**	**0,4**	**2.208,00**	**0,4**	**2.207,00**

A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

UHE Baguari

Comprador	Tipo de Venda	1T13 R$ Milhões	1T13 MWh	2T13 R$ Milhões	2T13 MWh	3T13 R$ Milhões	3T13 MWh	4T13 R$ Milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	13,44	84.589,00	12,97	80.018,00	13,44	80.797,00	14,35	85.110,13
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**13,44**	**84.589,00**	**12,97**	**80.018,00**	**13,44**	**80.797,00**	**14,35**	**85.110,13**
	B	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

A - Através de leilões.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE)

	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Venda	R$ Milhões	287,86	-	62,74	68,20
	MWh	-	-	-	-
	MWmédio	-	-	-	-
Compra	R$ Milhões	-	69,70	-	-
	MWh	-	-	-	-
	MWmédio	-	-	-	-
Líquido	R$ Milhões	287,86	(69,70)	62,74	68,20
	MWh	-	-	-	-
	MWmédio	-	-	-	-

5. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade Métrica	1T13 Quant.	1T13 R$ Milhões	2T13 Quant.	2T13 R$ Milhões	3T13 Quant.	3T13 R$ Milhões	4T13 Quant.	4T13 R$ Milhões
Óleo Diesel Comum	Litros	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás	m^3	355.027.357,99	95,90	286.405.811,99	116,26	304.212.580,00	97,29	303.151.806,00	95,52
Total		**355.027.357,99**	**95,90**	**286.405.811,99**	**116,26**	**304.212.580,00**	**97,29**	**303.151.806,00**	**95,52**

6. Perdas na geração - %

1T13	2T13	3T13	4T13
3	3	3	3

Obs.: As perdas do Sistema Interligado são calculadas pelo ONS. O valor de perda entre a geração e o centro de gravidade, assim como entre a carga e o centro de gravidade, utilizada no Mercado de Energia Elétrica é de 3%.

7. Tarifa Média – R$/MWh

7.1. Ativos Próprios – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

1T13	2T13	3T13	4T13
108,75	112,50	114,39	114,41

7.1.1 Ativos Próprios – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M

1T13	2T13	3T13	4T13
19,89	19,71	20,17	20,14

7.2. SPE

SPE	1T13	2T13	3T13	4T13
Enerpeixe S.A.	181,70	187,53	187,23	187,23
Retiro Baixo Energética S.A.	158,53	162,10	165,76	167,98
Baguari S.A.	158,83	162,12	166,29	168,58
Foz de Chapecó Energia S.A.	173,34	179,37	183,10	184,35
Serra do Facão Energia S.A.	171,41	173,90	184,81	178,47
Madeira Energia S.A.	129,83	130,48	131,72	131,57

8. Extensão das Linhas de Transmissão - Km

8.1. Ativos Próprios

8.1.1. Linhas de Transmissão

8.1.1.1. Linhas de Transmissão – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Ibiúna - Bateias Circuito 1	332,0	500	Mar/03	Mai/2031
Ibiúna - Bateias Circuito 2	332,0	500	Mar/03	Mai/2031
Tijuco Preto - Itapeti 3	21,0	345	Jan/13	Abr/2036
Tijuco Preto - Itapeti 4	21,0	345	Jan/13	Abr/2036
Campos - Macaé 3	90,0	345	Jun/10	Mar/2035
Batalha - Paracatu	85,0	138	Set/13	Ago/2041
Simplício - Rocha Leão 1	119,0	138	Jan/13	Ago/2041
Simplício - Rocha Leão 2	119,0	138	Jan/13	Ago/2041
Total	**1.119,0**			

8.1.1.2. Linhas de Transmissão – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – Regime de O&M

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Foz do Iguaçu - Ivaiporã 1	322,0	765	Ago/89	Dez/42
Foz do Iguaçu - Ivaiporã 2	323,0	765	Dez/86	Dez/42
Foz do Iguaçu - Ivaiporã 3	331,0	765	Mar/99	Dez/42
Itaberá - Ivaiporã 1	265,0	765	Ago/89	Dez/42
Itaberá - Ivaiporã 2	264,0	765	Out/82	Dez/42
Itaberá - Ivaiporã 3	272,0	765	Mai/00	Dez/42
Itaberá - Tijuco Preto 1	305,0	765	Jul/89	Dez/42
Itaberá - Tijuco Preto 2	304,0	765	Out/82	Dez/42
Itaberá - Tijuco Preto 3	312,0	765	Mai/01	Dez/42
Subtotal 765 kV	**2.698,0**			
Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 1	792,0	600	Mar/85	Dez/42
Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 2	820,0	600	Ago/87	Dez/42
Subtotal 600 kV	**1.612,0**			
Adrianópolis - Baixada Fluminense	19,0	500	Nov/13	Dez/42
Adrianópolis - Cachoeira Paulista 1	171,0	500	Fev/74	Dez/42
Adrianópolis - Grajaú	55,0	500	Dez/77	Dez/42
Adrianópolis - Resende	115,0	500	Dez/79	dez/42
Adrianópolis - São José	33,0	500	Ago/91	Dez/42
Angra - Cachoeira Paulista	103,0	500	Jun/77	Dez/42
Angra - São José	133,0	500	Dez/98	Dez/42
Angra - Zona Oeste	97,5	500	Mar/11	Dez/42
Araraquara - Campinas	171,0	500	Jul/76	Dez/42
Araraquara - Poços de Caldas	176,0	500	Abr/76	Dez/42
Baixada Fluminense - Cachoeira Paulista	160,5	500	Nov/13	Dez/42
Cachoeira Paulista - Campinas	223,0	500	Set/77	Dez/42
Cachoeira Paulista - Itajubá	53,0	500	Jul/02	Dez/42
Cachoeira Paulista - Resende	56,0	500	Dez/79	Dez/42
Cachoeira Paulista - Taubaté	83,0	500	Jun/83	Dez/42
Cachoeira Paulista - Tijuco Preto	181,0	500	Nov/88	Dez/42
Campinas - Itatiba 1	26,5	500	Mar/03	Dez/42
Grajaú - Zona Oeste	79,0	500	Mar/11	Dez/42
Gurupi - Miracema	255,0	500	Mar/99	Dez/42
Ibiúna - Itatiba 1	86,5	500	Mar/03	Dez/42
Itumbiara - São Simão	166,0	500	Jan/79	Dez/42
Marimbondo - Água Vermelha	172,0	500	Ago/79	Dez/42
Marimbondo - Araraquara 1	195,0	500	Abr/76	Dez/42
Marimbondo - Araraquara 2	194,0	500	Ago/76	Dez/42
Poços de Caldas - Itajubá	139,0	500	Jul/02	Dez/42
Serra da Mesa - Gurupi	256,0	500	Mar/99	Dez/42
Serra da Mesa - Samambaia 1	249,0	500	Mar/98	Dez/42
Serra da Mesa - Samambaia 2	248,5	500	Jan/99	Dez/42
Tijuco Preto - Taubaté	108,5	500	Mar/84	Dez/42
Subtotal 500 kV	**4.005,0**			
Adrianópolis - Itutinga 1	199,0	345	Mar/68	Dez/42
Adrianópolis - Itutinga 2	199,0	345	Ago/70	Dez/42
Adrianópolis - Jacarepaguá 1	38,0	345	Mar/68	Dez/42
Adrianópolis - Jacarepaguá 2	38,0	345	Ago/70	Dez/42
Adrianópolis - Macaé	177,0	345	Set/02	dez/42
Adrianópolis - Venda das Pedras	107,0	345	Nov/10	Dez/42
Bandeirantes - Samambaia 1	157,0	345	Fev/99	Dez/42
Bandeirantes - Samambaia 2	155,0	345	Fev/99	Dez/42
Barro Branco - Ouro Preto	59,0	345	Out/13	Dez/42
Barro Branco - Padre Fialho	104,5	345	Out/13	Dez/42
Campinas - Guarulhos	88,0	345	Fev/03	Dez/42
Campinas - Poços de Caldas	126,0	345	Out/72	Dez/42
Campos - Macaé 1	89,0	345	Nov/01	Dez/42
Campos - Macaé 2	89,0	345	Set/02	Dez/42
Campos - Viana	199,0	345	Dez/05	Dez/42
Campos - Vitória	224,0	345	Out/77	Dez/42
Corumbá - Brasília Sul	254,0	345	Mar/97	Dez/42
Corumbá - Itumbiara	79,0	345	Mar/97	Dez/42
Furnas - Estreito	112,0	345	Fev/70	Dez/42

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Furnas - Itutinga 1	198,0	345	Mar/68	Dez/42
Furnas - Itutinga 2	199,0	345	Dez/69	Dez/42
Furnas - Mascarenhas de Moraes	104,0	345	Mai/68	Dez/42
Furnas - Pimenta	66,0	345	Mar/67	Dez/42
Furnas - Poços de Caldas 1	131,0	345	Set/63	Dez/42
Furnas - Poços de Caldas 2	131,0	345	Abr/65	Dez/42
Guarulhos - Ibiúna 1	75,0	345	Jun/90	Dez/42
Guarulhos - Ibiúna 2	75,0	345	Jul/90	Dez/42
Guarulhos - Nordeste	30,0	345	Mar/64	Dez/42
Guarulhos - Poços de Caldas 1	182,0	345	Set/63	Dez/42
Guarulhos - Poços de Caldas 2	184,0	345	Nov/66	Dez/42
Ibiúna - Tijuco Preto 1	97,0	345	Nov/83	Dez/42
Ibiúna - Tijuco Preto 2	97,0	345	Jul/84	Dez/42
Itumbiara - Bandeirantes 1	180,0	345	Jul/73	Dez/42
Itumbiara - Bandeirantes 2	180,0	345	Jul/77	Dez/42
Itumbiara - Porto Colômbia	201,0	345	Jun/73	Dez/42
L.C.Barreto - Estreito 1	24,0	345	Mar/69	Dez/42
L.C.Barreto - Estreito 2	24,0	345	Fev/70	Dez/42
L.C.Barreto - Poços de Caldas 1	198,0	345	Nov/69	Dez/42
L.C.Barreto - Poços de Caldas 2	197,0	345	Set/70	Dez/42
L.C.Barreto - Volta Grande	112,0	345	Jun/73	Dez/42
Macaé - Venda das Pedras	122,0	345	Nov/10	Dez/42
Marimbondo - Porto Colômbia	77,0	345	Out/75	Dez/42
Mascarenhas - Estreito	13,0	345	Mar/69	Dez/42
Mogi - Atibaia	64,5	345	Jan/13	Dez/42
Mogi - Nordeste	20,0	345	Mar/64	Dez/42
Pimenta - Barreiro	198,0	345	Mar/67	Dez/42
Poços de Caldas - Atibaia	142,5	345	Jan/13	Dez/42
Porto Colômbia - Volta Grande	45,0	345	Jun/73	Dez/42
Samambaia - Brasília Sul 1	12,5	345	Fev/99	Dez/42
Samambaia - Brasília Sul 2	15,0	345	Fev/99	Dez/42
Viana - Vitória	26,0	345	Dez/05	Dez/42
Vitória - Padre Fialho	220,5	345	Abr/13	Dez/42
Subtotal 345 kV	**6.134,5**			
Barro Alto - Niquelândia	87,0	230	Out/99	Dez/42
Brasília Geral - Brasília Sul 1	13,0	230	Out/72	Dez/42
Brasília Geral - Brasília Sul 2	13,0	230	Set/07	Dez/42
Brasília Sul - Barro Alto	132,0	230	Mar/82	Dez/42
Brasília Sul - Pirineus	107,0	230	Set/07	Dez/42
Itumbiara - Cachoeira Dourada	44,0	230	Out/73	Dez/42
Itumbiara - Rio Verde 1	208,0	230	Jan/86	Dez/42
Itumbiara - Rio Verde 2	202,0	230	Abr/92	Dez/42
Manso - Nobres	66,0	230	Mai/98	Dez/42
Pirineus - Xavantes	40,0	230	Nov/06	Dez/42
Rio Verde - Barra do Peixe 1	240,0	230	Nov/87	Dez/42
Rio Verde - Barra do Peixe 2	240,0	230	Fev/94	Dez/42
Rio Verde - Cachoeira Dourada 1	175,0	230	Dez/86	Dez/42
Rio Verde - Rondonópolis	257,0	230	Nov/82	Dez/42
Serra da Mesa - Niquelândia	105,0	230	Out/99	Dez/42
Subtotal 230 kV	**1.929,0**			
Adrianópolis - Cepel 1	1,5	138	Abr/81	Dez/42
Adrianópolis - Cepel 2	1,5	138	Abr/81	Dez/42
Adrianópolis - Magé 1	48,0	138	Abr/73	Dez/42
Adrianópolis - Magé 2	48,0	138	Jan/73	Dez/42
Alcântara - Adrianópolis 1	19,5	138	Jul/76	Dez/42
Alcântara - Adrianópolis 2	20,0	138	Dez/98	Dez/42
Alcântara - Adrianópolis 3	20,0	138	Dez/98	Dez/42
Alcântara - Imbariê - Adrianópolis	19,5	138	Mai/75	Dez/42
Angra - Angra (Ampla)	34,0	138	Abr/71	Dez/42
Angra - Jacuacanga	34,0	138	Out/77	Dez/42
Angra - Santa Cruz	96,0	138	Out/77	Dez/42
Cachoeira Paulista - Volta Redonda 1	105,0	138	Nov/86	Dez/42
Cachoeira Paulista - Volta Redonda 2	105,0	138	Jun/87	Dez/42
Campos - Cachoeiro do Itapemirim 1	106,0	138	Fev/73	Dez/42
Campos - Cachoeiro do Itapemirim 2	106,0	138	Fev/73	Dez/42
Campos - Iriri	97,0	138	Ago/73	Dez/42
Campos - Rocha Leão	110,0	138	Fev/73	Dez/42

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Couto Magalhães - Parque das Emas	80,5	138	Nov/13	Dez/42
Iriri - Rocha Leão	13,0	138	Ago/73	Dez/42
Jacarepaguá - Ari Franco	10,0	138	Dez/67	Dez/42
Jacarepaguá - Cosmos	24,0	138	Dez/67	Dez/42
Jacarepaguá - Mato Alto	16,0	138	Set/73	Dez/42
Jacarepaguá - Palmares	28,0	138	Nov/72	Dez/42
Jacarepaguá - ZIN	33,0	138	Nov/72	Dez/42
Jacuacanga - Brisamar	44,0	138	Out/77	Dez/42
Manso - Nobres	70,0	138	Abr/98	Dez/42
Muriqui - Angra (Ampla)	36,0	138	Abr/71	Dez/42
Muriqui - Brisamar	20,0	138	Abr/71	Dez/42
Palmares - Mato Alto	13,0	138	Set/73	Dez/42
Parque das Emas - Rio Claro	87,5	138	Nov/13	Dez/42
Rio Verde - Cachoeira Dourada 2	174,0	138	Ago/77	Dez/42
Rio Verde - Rio Claro	87,0	138	Nov/13	Dez/42
Rocha Leão - Magé 1	108,0	138	Jan/73	Dez/42
Rocha Leão - Magé 2	108,0	138	Jan/73	Dez/42
Santa Cruz - Brisamar 1	20,0	138	Out/77	Dez/42
Santa Cruz - Brisamar 2	13,0	138	Abr/71	Dez/42
Santa Cruz - Jacarepaguá	38,0	138	Out/72	Dez/42
Santa Cruz - Palmares 1	14,0	138	Nov/72	Dez/42
Santa Cruz - Palmares 2	14,0	138	Set/73	Dez/42
Santa Cruz - ZIN	5,0	138	Nov/72	Dez/42
Santa Cruz - ZIN - Ari Franco	31,0	138	Dez/67	Dez/42
Santa Cruz - ZIN - Cosmos	17,0	138	Dez/67	Dez/42
São José - Imbariê 1	18,0	138	Dez/98	Dez/42
São José - Imbariê 2	18,0	138	Dez/98	Dez/42
São José - Magé 1	46,0	138	Jun/01	Dez/42
São José - Magé 2	46,0	138	Jun/01	Dez/42
UTE Campos - Campos 1	1,0	138	Jul/77	Dez/42
UTE Campos - Campos 2	1,0	138	Jul/87	Dez/42
Subtotal 138 kV	**2.205,0**			
Eletrodo de Terra - Foz do Iguaçu 1	16,0	25	Abr/85	Dez/42
Eletrodo de Terra - Foz do Iguaçu 2	15,0	25	Ago/87	Dez/42
Eletrodo de Terra - Ibiúna 1	67,0	25	Abr/85	Dez/42
Eletrodo de Terra - Ibiúna 2	67,0	25	Ago/87	Dez/42
Subtotal 25 kV	**165,0**			
Total	**18.748,5**			

8.1.2. Subestações

8.1.2.1. Subestações – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

Subestação	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização	Início da Operação	Término da Operação
Zona Oeste	900,00	Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	14.03.2011	10.05.2042

8.1.2.2. Subestações – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – Regime de O&M

Subestação	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização	Início da Operação	Término da Operação
Adrianópolis	2.580,00	Nova Iguaçu/Rio de Janeiro	12.11.1970	30.12.2042
Angra	967,07	Angra dos Reis/Rio de Janeiro	14.04.1971	30.12.2042
Araraquara	-	Araraquara/São Paulo	16.04.1976	30.12.2042
Bandeirantes	1.383,33	Aparecida de Goiânia/Goiás	28.10.1972	30.12.2042
Barro Alto	182,66	Barro Alto/Goiás	07.03.1982	30.12.2042
Brasília Geral	270,00	Brasília/Brasília	01.02.1960	30.12.2042
Brasília Sul	1.544,20	Taguatinga/Brasília	18.03.1973	30.12.2042
Cachoeira Paulista	583,30	Cachoeira Paulista/São Paulo	08.10.1976	30.12.2042
Campinas	2.156,70	Campinas/São Paulo	30.09.1972	30.12.2042
Campos	1.283,33	Campos dos Goytacazes/Rio de Janeiro	10.02.1973	30.12.2042
Foz do Iguaçu	15.975	Foz do Iguaçu/Paraná	07.12.1982	30.12.2042
Grajaú	2.800,00	Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	18.12.1979	30.12.2042
Guarulhos	-	São Paulo/São Paulo	04.09.1963	30.12.2042
Gurupi	-	Gurupi/Tocantins	02.03.1999	30.12.2042
Ibiúna	11.600,40	Ibiúna/São Paulo	13.04.1984	30.12.2042
Imbariê	-	Duque de Caxias/Rio de Janeiro	01.10.1968	30.12.2042
Iriri	-	Macaé/Rio de Janeiro	04.10.2009	30.12.2042
Itabera	-	Itaberá/São Paulo	16.09.1982	30.12.2042
Itutinga	-	Itutinga/Minas Gerais	17.04.1967	30.12.2042
Ivaiporã	11.006,00	Manoel Ribas/Paraná	13.10.1982	30.12.2042
Jacarepaguá	1.350,00	Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	01.12.1967	30.12.2042
Macaé	-	Macaé/Rio de Janeiro	18.11.2001	30.12.2042
Mogi das Cruzes	-	Mogi das Cruzes/São Paulo	01.03.1964	30.12.2042
Niquelândia	-	Niquelândia/Goiás	12.10.1999	30.12.2042
Pirineus	-	Anápolis/Goiás	26.11.2006	30.12.2042
Poços de Caldas	1.846,66	Poços de Caldas/Minas Gerais	03.09.1963	30.12.2042
Resende	-	Resende/Rio de Janeiro	06.04.2009	30.12.2042
Rio Verde	-	Rio Verde/Goiás	17.12.1975	30.12.2042
Rocha Leão	-	Rio das Ostras/Rio de Janeiro	29.12.1972	30.12.2042
Samambaia	-	Brasília/Distrito Federal	09.03.1998	30.12.2042
São José	2.400,00	Belfort Roxo/Rio de Janeiro	11.08.1991	30.12.2042
Simplício	-	Sapucaia/Rio de Janeiro	15.08.2006	30.12.2042
Usina de São Gonçalo	42,50	São Gonçalo/Rio de Janeiro	16.07.1977	30.12.2042
Tijuco Preto	17.014,70	Mogi das Cruzes/São Paulo	12.09.1982	30.12.2042
Viana	750,00	Viana/Espirito Santo	19.12.2005	30.12.2042
Vitória	969,20	Serra/Espirito Santo	5.11.1978	30.12.2042
SE da Usina Campos	-	Campos dos Goytacazes/Rio de Janeiro	20.12.1968	30.12.2042
SE da Usina Corumbá	556,00	Caldas Novas/Goiás	02.03.1997	30.12.2042
SE da Usina Funil	300,00	Itatiaia/Rio de Janeiro	17.12.1969	30.12.2042
SE da Usina Furnas	1.399,17	São José da Barra/Minas Gerais	30.09.1963	30.12.2042
SE da Usina Itumbiara	5.074,99	Araporã/Minas Gerais	16.03.1973	30.12.2042
SE da Usina Luiz C. Barreto	1.333,32	Pedregulho/São Paulo	16.03.1969	30.12.2042
SE da Usina Mascarenhas de Moraes	1.287,66	Ibiraci/Minas Gerais	21.12.1956	30.12.2042
SE da Usina Marimbondo	2.393,32	Fronteira/Minas Gerais	06.08.1975	30.12.2042
SE da Usina Manso	312,50	Chapada dos Guimarães/Mato Grosso	28.11.2000	30.12.2042
SE da Usina Porto Colômbia	425,00	Planura/Minas Gerais	03.07.1973	30.12.2042
SE da Usina Santa Cruz	1.544,00	Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	27.06.1967	30.12.2042
SE da Usina Serra da Mesa	1.576,20	Minaçu/Goiás	03.03.1998	30.12.2042

8.2. SPE

8.2.1. Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De–Para)	Partici-pação (%)	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Transirapé	Irapé – Araçuaí	24,5	65,0	230	05/2007	Dez/2034
Transudeste	Itutinga – Juiz de Fora	25,0	140,0	345	02/2007	Out/2034
Transleste	Montes Claros – Irapé	24,5	138,0	345	12/2006	Fev/2034
Enerpeixe S.A.	Peixe Angical – Peixe 2	40,0	17,0	500	04/2006	Nov/2036
Centroeste de Minas	Furnas – Pimenta II	49,0	62,7	345	03/2010	Mar/2035
Chapecoense Geração S.A.	SE Foz do Chapecó – Gurita	40,0	72,6	230	03/2011	Nov/2036
Chapecoense Geração S.A.	SE Foz do Chapecó – SE Xanxerê	40,0	77,6	230	03/2011	Nov/2036
Chapecoense Geração S.A.	UHE Foz do Chapecó – SE de Foz do Chapecó	40,0	1,0	230	03/2011	Nov/2036
Retiro Baixo Energética S.A.	UHE Retiro Baixo – SE Curvelo	49,0	45,0	138	10/2010	Ago/2041
Serra do Facão Energia S.A.	UHE Serra do Facão – SE Celg de Catalão	49,5	32,0	138	10/2010	Nov/2036
Baguari Energia S.A.	UHE Baguari - SE Baguari	15,0	0,800	230	02/2010	Ago/2041
Baguari Energia S.A.	SE Baguari - Mesquita – Governador Valadares	15,0	2,5	230	04/2010	Ago/2041
Baguari Energia S.A.	SE Baguari - Mesquita	15,0	69,0	230	04/2010	Ago/2041
Baguari Energia S.A.	SE Baguari - Gov. Valadares	15,0	26,0	230	04/2010	Ago/2041
Transenergia Renovável S.A.	Barra dos Coqueiros - Quirinópolis	49,0	52,3	230	05/2011	Abr/2039
Transenergia Renovável S.A.	Quirinópolis - UTE Quirinópolis	49,0	34,4	138	05/2011	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Quirinópolis - UTE Boavista	49,0	16,7	138	05/2011	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Chapadão - Jataí	49,0	131,5	230	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Jataí - Mineiros	49,0	61,4	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Jataí - UTE Jataí	49,0	51,2	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Jataí - UTE Água Emendada	49,0	32,6	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Mineiros - Morro Vermelho	49,0	45,2	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Morro Vermelho - UTE Morro Vermelho	49,0	31,0	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Morro Vermelho - UTE Alto Taquari	49,0	30,2	138	12/2012	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Palmeiras - Edéia	49,0	57,0	230	05/2013	Jun/2025
Transenergia Renovável S.A.	Edéia - UTE Tropical Bionenergia I	49,0	48,7	138	05/2013	Jun/2025
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Coletora Porto Velho - Araraquara II (Lote D)	24,5	2.375	600	08/2013	Fev/2039
Goiás Transmissão S.A.	Rio Verde Norte – Trindade	49,0	193	500	11/2013	Fev/2040
Goiás Transmissão S.A.	Trindade – Xavantes	49,0	37	230	11/2013	Fev/2040
Goiás Transmissão S.A.	Trindade – Carajás	49,0	29	230	11/2013	Fev/2040

8.2.2. Subestações

Nome da SPE	Subestação	Capacidade de Transformação (MVA)	Participação	Início da Operação	Término da Operação
Caldas Novas Transmissão S.A.	Corumbá	150	49,9%	08/2013	06/2041
Transenergia São Paulo S.A	Itatiba	800,00	49%	08/2012	11/2039
Transenergia Renovável S.A	Edéia	150,00	49%	02/2012	06/2025
Transenergia Renovável S.A	Jataí	225,00	49%	12/2012	06/2025
Transenergia Renovável S.A	Mineiros	-	49%	12/2012	06/2025
Transenergia Renovável S.A	Morro Vermelho	-	49%	12/2012	06/2025
Transenergia Renovável S.A	Quirinópolis	225,00	49%	04/2011	06/2025
Baguari Energia S.A.	SE da Usina de Baguari	155,60	15%	08/2006	08/2041
Chapecoense Geração S.A	SE da Usina de Foz do Chapecó	978,00	40%	11/2001	11/2036
Enerpeixe S.A.	SE da Usina de Peixe Angical	525,00	40%	11/2001	11/2036
Retiro Baixo Energética S.A.	SE da Usina de Retiro Baixo	100,00	49%	08/2006	08/2041
Madeira Energia S.A.	SE da Usina de Santo Antônio	3.630,00	39%	08/2007	06/2043
Serra do Facão Energia S.A.	SE da Usina de Serra do Facão	236,40	49,47%	11/2001	11/2036
Goiás Transmissão S.A.	Trindade	400,00	49%	11/2013	07/2040

9. Perdas na transmissão - %

1T13	2T13	3T13	4T13
3	3	3	3

Nota: As perdas do Sistema Interligado são calculadas pelo ONS. O valor de perda entre a geração e o centro de gravidade, assim como entre a carga e o centro de gravidade, utilizado no Mercado de Energia Elétrica é de 3%.

10. Principais Investimentos da Controladora – R$ Mil

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	1ª Revisão 2013
Geração	**85,5**	**69,3**	**64,9**	**147,1**	**395,1**
Implantação do Ciclo Combinado UTE Sta. Cruz (RJ)/Ampliação da Capacidade UTE Sta. Cruz (RJ)	0,3	0,3	0,4	0,1	2,1
Implantação UHE Batalha (Paulistas) (MG/GO)	16,4	19,7	19,0	68,5	132,6
Implantação UHE Simplício / PCH Anta (RJ)	35,4	32,3	17,0	31,3	126,1
Modernização UHE Furnas (MG)	9,7	11,7	23,9	15,4	64,6
Modernização UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (MG)	0,5	0,4	0,1	2,8	3,9
Manutenção do Sistema de Geração	23,1	4,9	4,5	29,0	65,5
Ampliação da Capacidade de Geração	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Implantação de Parques Eólicos de Geração	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Implantação da UTE a Biomassa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Ampliação da Capacidade de Geração em Diversas Regiões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Transmissão	**52,8**	**80,0**	**110,8**	**245,1**	**630,1**
Sistema de Transmissão Bom Despacho – Ouro Preto	3,3	7,7	17,9	20,1	50,5
Implantação LT Macaé – Campos (RJ)	0,0	0,0	0,5	0,2	0,7
Implantação LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste (SP)	3,0	3,8	3,2	11,0	24,8
Implantação Sistema Transmissão Mascarenhas - Linhares	0,5	1,8	1,3	17,8	40,7
Reforços e Melhorias no Sistema de Transmissão de Energia Elétrica	14,9	14,6	27,6	43,4	111,7
Manutenção do Sistema de Transmissão	30,7	52,5	54,8	123,0	350,0
Ampliação do Sistema de Transmissão em Diversas Regiões	0,4	0,1	5,5	29,6	51,7
Outros	**7,1**	**8,0**	**17,0**	**56,7**	**116,9**
Manutenção e Adequação de Bens Imóveis	1,7	1,1	2,7	6,1	20,6
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	1,4	1,3	2,7	21,6	30,5
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	0,9	2,7	7,2	20,9	45,7
Preservação e Conservação Ambiental de Empreendimentos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3,1	2,9	4,3	8,1	20,1
Total	**145,3**	**157,7**	**192,7**	**448,9**	**1.142,2**

11. Investimentos Novos

11.1. Geração

11.1.1. Ativos Próprios

Usina	Localização (Estado)	Total do Investimento (R$ milhões)*	Invest. Realizado (R$ milhões)**	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW Médios)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Implantação UHE Batalha *	MG/GO	978,17 Base: Ago/08	1.103	52,5	48,8	Previsão Máquinas 1 e 2: 01.2014	06.2008	Ago/2041
Implantação UHE Simplício / PCH Anta ***	RJ/MG	2.289,51 Base: Dez/08	2.461	333,7	191,3	UHE Simplício: início da operação comercial em 06.2013 PCH Anta: Previsão Máquinas 1 e 2 – 07.2014	03.2007	Ago/2041

* Compreende a UHE Batalha e transmissão associada, a saber: SE UHE Batalha, LT Batalha – Paracatu 1 (Cemig) e SE Paracatu 1 (Cemig).
** Valor do Total do Investimento na base do Plano de Negócio do empreendimento. Valor do Investimento Realizado em moeda corrente.
*** Compreende a UHE Simplício, a PCH Anta e transmissão associada, a saber: SE UHE Simplício – C, SE PCH Anta – C, SE Rocha Leão (Ampla) – C, LT Anta – Simplício e LT Simplício – Rocha Leão (Ampla).

Eletrobras Furnas

11.1.2. SPE

SPE	Usina	Participação (%)	Localização (Estado)	Total do Investimento (R$ milhões)	Invest. Realizado (R$ milhões)	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Cia. Hidrelétrica Teles Pires	UHE Teles Pires	24,5	MT	4.257,8	3.137,7	1.820,00	915,4	Set/14	Ago/2011	Dez/2046
Madeira Energia S.A.	UHE Santo Antônio	39,0	RO	17.203,00	15.826,7	3.568	2.342,03	Mar/2012	Set/2008	2043
Consórcio Terra Nova S.A.*	UHE São Manoel	33,333	PA	2.789 (Base: Aneel)	-	700	421,7	Mai/2018	-	Ago/2059**
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	EOL Rei dos Ventos 1	24,5	RN	226,3	215,8	58,45	21,86	Fev/2014	Abr/12	Dez/2045
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	EOL Rei dos Ventos 3	24,5	RN	226,3	202,6	60,12	21,07	Fev/2014	Jun/11	Dez /2045
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	EOL Miassaba 3	24,5	RN	263,6	228,2	68,47	22,84	Fev/2014	Jun/11	Dez /2045
Central Geradora Eólica Famosa I S.A.	Famosa I	49,0	RN	80,0	3,81	24,0	11,1	Dez/2014	Abr/2014	Mai/2047
Central Geradora Eólica Pau Brasil S.A.	Pau Brasil	49,0	CE	52,0	2,54	16,0	7,7	Dez/2014	Abr/2014	Mar/2047
Central Geradora Eólica Rosada S.A.	Rosada	49,0	RN	105,0	4,76	30,0	13,4	Dez/2014	Abr/2014	Set/2048
Central Geradora Eólica São Paulo S.A.	São Paulo	49,0	CE	75,0	2,86	18,0	8,1	Dez/2014	Abr/2014	Mar/2047
Energia dos Ventos I	Goiabeira	49,0	CE	62,0	0,33	21,0	9,9	Jan/2016	Jan/2014	Jun /2047
Energia dos Ventos II	Ubatuba	49,0	CE	41,0	0,25	12,6	5,8	Jan/2016	Jan/2014	Jun /2047
Energia dos Ventos III	Santa Catarina	49,0	CE	66,0	0,31	18,9	8,5	Jan/2016	Jan/2014	Jun /2047
Energia dos Ventos IV	Pitombeira	49,0	CE	100,0	0,40	27,3	13,9	Jan/2016	Jan/2014	Jun /2047
Energia dos Ventos V	São Januário	49,0	CE	75,0	0,31	22,0	9,0	Jan/2016	Jan/2014	Jun /2047
Energia dos Ventos VI	Nossa Senhora de Fátima	49,0	CE	100,0	0,36	30,0	12,8	Jan/2016	Jan/2014	Ago/2047
Energia dos Ventos VII	Jandaia	49,0	CE	100,0	0,39	30,0	14,1	Jan/2016	Jan/2014	Ago/2047
Energia dos Ventos VIII	São Clemente	49,0	CE	75,0	0,29	22,0	9,3	Jan/2016	Jan/2014	Jul /2047
Energia dos Ventos IX	Jandaia I	49,0	CE	75,0	0,32	22,0	9,9	Jan/2016	Jan/2014	Jul /2047
Energia dos	Horizonte	49,0	CE	58,0	0,28	16,8	7,3	Jan/2016	Jan/2014	Jul /2047

SPE	Usina	Participação (%)	Localização (Estado)	Total do Investimento (R$ milhões)	Invest. Realizado (R$ milhões)	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Ventos X										
Central Eólica Bom Jesus	Bom Jesus	49,0	CE	112	-	18,0	8,1	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Cachoeira	Cachoeira	49,0	CE	90	-	12,0	5,0	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Pitimbu	Pitimbu	49,0	CE	112	-	18,0	7,2	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica São Caetano	São Caetano	49,0	CE	141	-	26,0	11,0	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica São Caetano I	São Caetano I	49,0	CE	112	-	18,0	7,7	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica São Galvão	São Galvão	49,0	CE	133	-	24,0	9,5	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Carnaúba I	Carnaúba I	49,0	RN	121	-	22,0	9,4	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Carnaúba II	Carnaúba II	49,0	RN	106	-	18,0	7,3	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Carnaúba III	Carnaúba III	49,0	RN	83	-	16,0	7,5	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Carnaúba V	Carnaúba V	49,0	RN	83	-	24,0	10,1	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Cervantes I	Cervantes I	49,0	RN	99	-	16,0	7,1	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Cervantes II	Cervantes II	49,0	RN	84	-	12,0	5,6	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Punaú I	Punaú I	49,0	RN	128	-	24,0	11,0	Set/15	Abr/2014	Abr/2049**
Central Eólica Arara Azul	Arara Azul	90,0	RN	95	-	28,0	10,7	Mai/18	Nov/2016	Ago/2049**
Central Eólica Bentevi	Bentevi	90,0	RN	54	-	14,0	5,7	Mai/18	Nov/2016	Ago/2049**
Central Eólica Ouro Verde I	Ouro Verde I	90,0	RN	95	-	26,0	10,7	Mai/18	Nov/2016	Ago/2049**
Central Eólica Ouro Verde II	Ouro Verde II	90,0	RN	104	-	28,0	11,2	Mai/18	Nov/2016	Ago/2049**
Central Eólica Ouro Verde III	Ouro Verde III	90,0	RN	87	-	24,0	9,4	Mai/18	Nov/2016	Ago/2049**
Central Eólica Santa Rosa	Santa Rosa	90,0	CE	77	-	20,0	8,4	Mai/18	Ago/2016	Ago/2049**
Central Eólica Uirapuru	Uirapuru	90,0	CE	104	-	28,0	12,6	Mai/18	Ago/2016	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Angelim	Ventos de Angelim	90,0	CE	89	-	22,0	10,3	Mai/18	Ago/2016	Ago/2049**

SPE	Usina	Participação (%)	Localização (Estado)	Total do Investimento (R$ milhões)	Invest. Realizado (R$ milhões)	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Central Eólica Serra do Mel I	Serra do Mel I	90,0	RN	110	-	28,0	13,0	Mai/18	Mai/2017	Ago/2049**
Central Eólica Serra do Mel II	Serra do Mel II	90,0	RN	110	-	28,0	12,8	Mai/18	Mai/2017	Ago/2049**
Central Eólica Serra do Mel III	Serra do Mel III	90,0	RN	110	-	28,0	12,5	Mai/18	Mai/2017	Ago/2049**
Central Eólica Itaguaçu da Bahia	Itaguaçu da Bahia	49,0	BA	96	-	30,0	14,0	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Santa Luiza	Ventos de Santa Luiza	49,0	BA	96	-	30,0	14,2	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Santa Madalena	Ventos de Santa Madalena	49,0	BA	96	-	30,0	14,7	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Santa Marcella	Ventos de Santa Marcella	49,0	BA	96	-	30,0	13,6	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Santa Vera	Ventos de Santa Vera	49,0	BA	96	-	30,0	15,2	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de Santo Antônio	Ventos de Santo Antônio	49,0	BA	96	-	30,0	16,1	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de São Bento	Ventos de São Bento	49,0	BA	96	-	30,0	14,4	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de São Cirilo	Ventos de São Cirilo	49,0	BA?	96	-	30,0	14,7	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de São João	Ventos de São Bento	49,0	BA	96	-	30,0	14,4	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**
Central Eólica Ventos de São Rafael	Ventos de São Rafael	49,0	BA	96	-	30,0	13,8	Mai/18	Mar/2017	Ago/2049**

* Prazo estimado com base no cronograma de eventos previstos no anexo ao Edital do Leilão, tendo em vista que ainda não houve a outorga dos empreendimentos.
** Empreendimento conquistado no Leilão nº 10/2013 (A-5), com previsão de homologação do resultado para 27/03/2014.

11.2. Transmissão

11.2.1. Ativos Próprios

11.2.1.1. Linhas de Transmissão

De - Para	Total do Investimento (R$ milhões)	Invest. Realizado (R$ milhões)	Extensão das Linhas (km)	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
LT Itapeti – Nordeste	166,00 Base: Out/05	214	50	345	Previsão 06.2014	Abr/2036
LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 *	120,1 Base: Dez/08	127	180	500	Previsão 02.2014	Jan/2039
LT Mascarenhas – Linhares e SE Linhares **	67,20 Base: Nov/09	26	99	230	Previsão 12.2014	Jul/2040
LT Xavantes – Pirineus	31,18 Base: Set/11	13	50	230	Previsão 09.2014	Dez/2041

* Compreende, além da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, as SE Bom Despacho 3 (Cemig) – C e Ouro Preto 2 (Cemig) – 3A.
** Compreende além da LT 230 kV Mascarenhas – Linhares, as SE Mascarenhas (Escelsa) e Linhares (Escelsa).

11.2.1.2. Subestações

SE	Total do Investimento (R$ milhões)*	Invest. Realizado (R$ milhões)**	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE Zona Oeste 500 / 138 kV (Leilão 002/2012, Lote E)	43,38 Base: Mar/2012	30	Instalação de banco de transformador 500/138 kV – (3+1R) x 300 MVA e respectivas conexões de unidades transformadoras	RJ	05.2014	05/2042

* Valor do Total do Investimento na base do Plano de Negócio do empreendimento.
** Valor do Investimento Realizado em moeda corrente.

11.2.2. SPE

11.2.2.1. Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De-Para)	Participação (%)	Total do Investimento (R$ Milhões)*	Invest. Realizado (R$ milhões) **	Extensão das Linhas (km)	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
Transenergia Goiás S.A.	Serra da Mesa - Niquelândia Niquelândia - Barro Alto	49	81,71 (Base: dez/2011)	6,1	100 88	230 230	12/2015 08/2015	11/2039
MGE Transmissão S.A.	Mesquita - Viana 2 Viana 2 - Viana	49	279,65 (Base: dez/2011)	335,4	248 10	500 345	02/2014	07/2040
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Marimbondo II - Assis	49	266,040 (Base: dez/2012)	16,2	296,5	500	12/2015	08/2043
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Barreiras II - Rio das Éguas Rio das Éguas - Luziânia Luziânia - Pirapora II	24,5	906,624 (Base: dez/2012)	58,0	244 373 350	500	05/2016	05/2043
Lago Azul Transmissora S.A.	Barro Alto - Itapaci	49,9	29.000.000,00 (Base: Leilão 007/2013)	-	69	230	09/2016	02/2044
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	Itatiba - Bateias Araraquara II - Itatiba Araraquara II - Fernão Dias	49,9	1.566.000.000,00 (Base: Aneel)	-	399 207 241	500	09/2017	02/2044
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Luziânia - Brasília Leste Samambaia - Brasília Sul Brasília Sul - Brasília Geral	39,0	269.646.470,00 (Base: jul/2013)	-	67 14 13,5	500 345 230	07/2016	10/2043

* Valor do Total do Investimento na base do Plano de Negócio do empreendimento.
** Valor do Investimento Realizado em moeda corrente.

11.2.2.2. Subestações

Nome da SPE	SE	Participação (%)	Total do Investimento (R$)	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
Interligação Elétrica Madeira S.A. (IE Madeira)	SE Coletora Porto Velho (500/±600 kV) e SE Araraquara II ±600/500kV (Lote F)	24,5	3.500,9 (Base: dez/2011)		Rondônia (RO) / São Paulo (SP)	04/2014	02/2039
Luziânia Niquelândia Transmissora S.A.	SE Luziânia e SE Niquelândia	49,0	39.226.000,00	255	Luziânia (GO) / Niquelândia (GO)	08/2015	05/2042
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV, Compensador Estático (-300,+300) Mvar SE Itatiba 500 kV, Compensador Estático (-300,+300) Mvar SE 500/440 kV Fernão Dias (9+1R)	49,9	1.566.000.000,00 (Base: Aneel)		SP	02/2018	02/2044
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	SE Brasília Leste	39,0	269.646.470,00	180	DF	07/2016	10/2043

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ Milhões

Moeda Nacional - MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras	40	38	36	34	30/03/2018	9,5% a.a.
Eletrobras	78	75	70	67	30/12/2018	7% a.a.
Eletrobras	11	10	9	8	30/12/2015	7% a.a.
Eletrobras	261	261	255	255	30/03/2023	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	1	1	1	1	30/10/2014	6,5% a.a.
Eletrobras	350	350	347	352	30/06/2030	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	213	213	211	214	30/12/2030	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	670	670	663	671	30/11/2029	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	4	4	3	3	30/10/2016	6,5% a.a.
Eletrobras	624	616	599	598	30/06/2030	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	634	628	612	611	30/06/2021	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	274	271	265	265	30/12/2022	IPCA + 7% a.a.
Eletrobras	-	-	-	1	30/03/2020	6,5% a.a
Eletrobras - Eletronet	142	144	144	144	30/08/2020	Selic
BNDES	885	868	851	835	15/07/2026	TJLP + 1,91% a.a.
BNDES	164	160	202	198	15/12/2025	TJLP + 3,00% a.a.
BNDES	50	49	48	47	15/07/2026 15/05/2018	TJLP + 2,18% a.a. e TJLP + 6% a.a.
Finep SUB A	-	-	-	68	15/11/2023	3,5% a.a.
Finep SUB B	-	-	-	95	15/11/2023	TJLP + 1,5 a.a.
Caixa Econômica Federal	10	10	10	10	17/01/2022	8,70% a.a. e TJLP + 4% a.a.
Caixa Econômica Federal	215	220	216	222	27/07/2020	111% CDI
Caixa Econômica Federal	420	429	406	416	03/08/2020	111% CDI
Caixa Econômica Federal	89	88	90	88	15/10/2020	111% CDI
Caixa Econômica Federal	118	116	118	116	26/10/2020	111% CDI
Caixa Econômica Federal	-	500	1.020	1.012	16/05/2023	113,7% CDI
Banco do Brasil S.A.	210	214	211	217	07/02/2018	110% CDI
Banco do Brasil S.A.	766	755	772	756	31/10/2018	107,3% CDI
Basa	202	206	203	208	31/07/2017	102,89% CDI
Total	**6.431**	**6.896**	**7.362**	**7.512**		

Moeda Estrangeira - ME

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Moeda
Eletrobras	41	40	41	38	04.04.2018	US$
Eletrobras	182	170	175	153	06.10.2018	Yen
BID	130	178	180	243	15.12.2031	US$
Total	**353**	**388**	**396**	**434**		

13. Contratos

13.1. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

13.1.1. Controladora

Empréstimos e Financiamentos	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total (ME + MN)
Por atividade							
Geração	67	281	300	336	1.121	5.315	7.420
Transmissão	2	81	83	80	82	198	526
Por credor							
Eletrobras	2	275	288	310	341	2.200	3.416
Outros	67	87	95	106	862	3.313	4.530

Total	**69**	**362**	**383**	**416**	**1.203**	**5.513**	**7.946**

13.1.2. SPE

Empréstimos e Financiamentos	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total (ME + MN)
Por atividade							
Geração	4.813,45	5.138,66	5.004,58	4.836,46	-	-	19.793,15
Transmissão	858,29	836,20	798,01	751,94	-	-	3.244,44
Por credor							
BNDES (DIRETO+REPASSE)	4.847,04	4.820,10	4.653,21	4.460,05	-	-	18.780,40
FNO	235,51	244,05	243,84	234,47	-	-	957,87
BB FCO	49,39	49,38	49,38	49,38	-	-	197,53
FI FGTS	0,18	-	-	-	-	-	0,18
REPASSADORES	9,89	222,74	204,56	187,15	-	-	624,34
SINCRONO	3,61	3,44	3,07	2,81	-	-	12,93
TITULO CVM	92,84	98,97	105,19	105,82	-	-	402,82
BNDES LP	190,52	177,44	164,05	150,65	-	-	682,66
BANCO AMAZONIA	69,28	72,31	75,89	77,19	-	-	294,67
DEBÊNTURES	173,48	286,52	303,37	320,85	-	-	1.084,22
Total	**5.671,74**	**5.974,95**	**5.802,56**	**5.588,37**	**-**	**-**	**46.075,21**

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1. Por tempo

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	833	836	842	809
6 a 10	1.235	1.230	1.225	1.248
11 a15	411	368	356	338
16 a 20	194	229	237	243
21 a 25	434	380	304	238
mais de 25	1.341	1.221	926	646
Total	**4.448**	**4.264**	**3.890**	**3.522**

14.2. Por lotação

Lotação	Nº de Empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Administrativo	1.103	1.285	1.164	1.027
Operacional	3.345	2.979	2.726	2.495
Total	**4.448**	**4.264**	**3.890**	**3.522**

14.3. Por região

Estado da Federação	Nº de Empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Distrito Federal	158	164	161	158
Espírito Santo	80	74	62	54
Goiás	288	280	273	250
Minas Gerais	716	681	615	559
Mato Grosso	13	13	13	13
Paraná	189	183	171	158
Rio de Janeiro	2.342	2.243	2.071	1.864
Rondônia	45	39	27	14
São Paulo	607	580	490	445
Tocantins	10	7	7	7
Total	**4.448**	**4.264**	**3.890**	**3.522**

15. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
Contratados	1.489	1.459	1.451	1.339
Total	**1.489**	**1.459**	**1.451**	**1.339**

16. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,0106	0,0226	0,0472	0,0519

Eletrobras Chesf

Balanço Patrimonial
R$ milhões

Ativo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	841.111	94.745	268.638
Títulos e valores mobiliários	1.971.964	229.018	917.439
Clientes	298.542	734.810	745.277
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	1.254.584	4.736.747	-
Tributos e contribuições sociais	95.587	177.508	12.898
Cauções e depósitos vinculados	10.982	11.003	11.003
Almoxarifado	90.426	85.380	85.098
Ativo financeiro–concessões de serviço público	74.448	77.023	258.455
Outros	440.419	175.362	189.734
	5.078.063	**6.321.596**	**2.488.542**
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Clientes	14.334	19.571	-
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	1.455.151	2.719.769	-
Títulos e valores mobiliários	3.582	4.308	5.173
Tributos e contribuições sociais	2.110.186	1.857.298	566.303
Cauções e depósitos vinculados	666.567	482.794	295.785
Ativo financeiro – concessões de serviço público	2.645.459	2.599.705	5.813.526
Outros	334.434	57.906	40.697
	7.229.713	**7.741.351**	**6.721.484**
Investimentos	**3.191.947**	**2.250.456**	**1.408.698**
Imobilizado	**1.602.600**	**1.371.394**	**11.173.867**
Intangível	**31.930**	**29.458**	**29.566**
	12.056.190	**11.392.659**	**19.333.615**
TOTAL DO ATIVO	**17.134.253**	**17.714.255**	**21.822.157**

Eletrobras Chesf

Passivo e Patrimônio Líquido	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO CIRCULANTE			
Fornecedores	444.526	321.729	370.788
Folha de pagamento	109.302	16.228	14.362
Tributos e contribuições sociais	87.562	115.895	220.996
Financiamentos e empréstimos	60.192	71.017	329.699
Outras provisões operacionais	109.722	106.461	102.451
Remuneração aos acionistas	34	41	299.328
Obrigações estimadas	102.167	134.787	126.443
Incentivo ao Desligamento - PIDV	166.189	-	-
Benefícios pós-emprego	121.025	2.523	109.063
Encargos setoriais	155.935	201.408	162.554
Outros	29.853	51.561	62.955
	1.386.507	**1.021.650**	**1.798.639**
NÃO CIRCULANTE			
Tributos e contribuições sociais	80.617	67.797	81.113
Financiamentos e empréstimos	791.819	398.087	462.149
Benefícios pós-emprego	489.283	705.788	272.497
Encargos setoriais	235.348	151.718	167.190
Provisões para contingências	1.404.872	1.388.685	923.549
Provisão contrato oneroso	1.434.251	2.303.556	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	1.293.000
Outros	5.641	5.515	5.382
	4.441.831	**5.021.146**	**3.204.880**
PATRIMÔNO LÍQUIDO			
Capital social	9.753.953	9.753.953	7.720.760
Reservas de capital	4.916.199	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros	-	-	3.841.698
Dividendos adicionais propostos	-	-	897.877
Outros resultados abrangentes	(705.357)	(805.879)	(557.896)
Prejuízo acumulado	(2.658.880)	(2.192.814)	-
	11.305.915	**11.671.459**	**16.818.638**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**17.134.253**	**17.714.255**	**21.822.157**

Eletrobras Chesf

Demonstração do Resultado por atividade

Em R$ milhões

	31.12.2013	31.12.2012
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.098.483**	**5.996.028**
CUSTO OPERACIONAL		
Custo com energia elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	(682.356)	(19.058)
Encargos de uso da rede de transmissão	(796.324)	(867.885)
Custo de operação		
Pessoal, material e serviços de terceiros	(404.274)	(407.887)
Combustíveis para a produção de energia	(730.443)	(2.522)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(19.504)	(240.074)
Depreciação e amortização	(37.702)	(339.815)
Provisão (reversão) contrato oneroso	869.305	(711.375)
Outros	30.939	12.942
	(1.770.359)	**(2.575.674)**
CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO A TERCEIROS	**(1.308)**	**(5.371)**
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	**(939.590)**	**(603.420)**
LUCRO BRUTO	**1.387.226**	**2.811.563**
DESPESAS OPERACIONAIS	**(2.597.709)**	**(1.278.418)**
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	**(1.210.483)**	**1.533.145**
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**65.378**	**46.521**
RESULTADO FINANCEIRO	**416.247**	**216.261**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI N 12.783/2013	**(728.858)**	**1.795.927**
Efeitos da Lei nº 12.783/2013	-	**(8.245.242)**
RESULTADO OPERACIONAL APÓS A LEI N 12.783/2013	**(728.858)**	**(6.449.315)**
Imposto de renda e contribuição social	262.792	1.108.003
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO	**(466.066)**	**(5.341.312)**
Prejuízo básico por ação (em reais)	(8,34)	(95,54)
Prejuízo diluído por ação (em reais)	(8,34)	(95,54)
Prejuízo líquido do exercício	**(466.066)**	**(5.341.312)**

Eletrobras Chesf

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	31.12.2013	31.12.2012 (Reclassificado)
Atividades operacionais		
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(728.858)	(6.449.315)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	104.645	408.878
Variações monetária e cambial (líquidas)	(193.077)	(9.777)
Equivalência patrimonial	(65.378)	(46.521)
Provisão para contingências	40.613	209.193
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	43.370	81.287
Provisões para perda na realização de investimentos	246.915	
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	110.199	30.651
Outras provisões (reversões) operacionais	97.546	106.461
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(24.191)	(16.869)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(176)	(206)
Receita financeira – Ativo financeiro	(44.390)	(684.098)
Perdas imobilizado Lei nº 12.783/2013	-	4.091.507
Perdas ativo financeiro - Lei nº 12.783/2013	-	2.161.420
Provisão (Reversão) contrato oneroso	(869.305)	2.303.556
Provisão (Reversão) para impairment	620.274	400.135
Receita financeira - Atualização do RBNI	(158.179)	(203.231)
Encargos financeiros	40.241	40.276
Atualização de dividendos	-	70.144
Incentivo ao desligamento de pessoal	168.049	
Outras	(5.751)	-
	(617.453)	**2.493.491**
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(6.967)	(8.875)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(63.832)	(204.362)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(34.699)	(42.171)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-	(260.074)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(94.285)	(102.451)
Depósitos vinculados a litígios	(49.894)	(167.846)
Variações nos Ativos e Passivos		
Clientes	398.135	(90.391)
Almoxarifado	(5.046)	(282)
Tributos e contribuições sociais	36.215	46.769
Adiantamentos a empregados	(11.862)	14.583
Cauções e depósitos vinculados	(109.667)	(2.294)
Serviços em curso	(95.231)	(8.086)
AFAC em controlada em conjunto	(243.275)	(34.525)
Adiantamento consórcio - Futuras SPE'S	(33.226)	-
Fachesf Saúde Mais	(114.043)	
Fornecedores	122.797	(49.059)
Compensação ambiental	-	(13.640)
Obrigações estimadas	(32.620)	8.344
Encargos setoriais	26.543	23.382
TAC Comunidade Indígena*Tuxá* – Itaparica	-	
Provisão para contingências	(24.426)	255.943
Aquisição da conexão a SE Pirapama II	(20.961)	
Outros ativos e passivos operacionais	(9.984)	32.378
	(366.328)	**(602.657)**
Total das atividades operacionais	**(983.781)**	**1.890.834**
Atividades de investimentos		
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	5.089.452	
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(398.025)	(774.325)
Realização do Ativo financeiro - Concessões de serviço público	(814.203)	330.771

	31.12.2013	31.12.2012 (Reclassificado)
Participações societárias permanentes	(938.577)	(817.456)
Dividendos	50.956	28.639
Títulos e valores mobiliários	(1.742.220)	689.286
Baixas de Ativos Imobilizado e Intangível	101.073	12.331
	1.348.456	**(530.754)**
Atividades de financiamentos		
Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	-	46.993
Financiamentos e empréstimos obtidos	500.000	4.741
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(118.309)	(318.417)
Remuneração paga aos acionistas	-	(1.267.290)
	381.691	**(1.533.973)**
TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	**746.366**	**(173.893)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	94.745	268.638
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	841.111	94.745
VARIAÇÃO NO CAIXA	**746.366**	**(173.893)**

Análise do Resultado

A Companhia registrou no 4T13 um ***prejuízo líquido*** de R$ 197,1 milhões, contra um ***prejuízo líquido*** de R$ 3,8 milhões apresentado no 3T13, principalmente devido ao registro da Provisão para impairment, efetuado no 4º trimestre. As principais variações de receitas e custos/despesas estão demonstradas a seguir.

Receita Operacional

NA GERAÇÃO:

A Companhia apresentou, no 4T13, uma receita de **geração** 1,5% superior ao apurado no 3T13, passando de R$ 632,8 milhões para R$ 642,0 milhões, principalmente devido aos seguintes fatores:

- O ***fornecimento*** de energia elétrica direto às indústrias apresentou redução de 1,1%, passando de R$ 211,4 milhões no 3T13, para R$ 209,0 milhões no 4º trimestre 2013, resultante dos vencimentos de contratos existentes em relação a entrada de novos contratos;
- A ***operação e manutenção de usinas e suprimento de energia elétrica*** manteve-se no mesmo patamar do período comparado, R$ 409,6 milhões no 3T13, e R$ 401,0 milhões no 4T13.
- No âmbito da **Câmara de *Comercialização de Energia Elétrica – CCEE***, no mercado de curto prazo, passou de uma despesa de R$ 36,0 milhões no 3T13 para uma receita de R$ 8,0 milhões, no 4T13;
- A ***receita de construção*** apresentou redução de 49,5%, passando de R$ 46,3 milhões no 3T13, para R$ 23,4 milhões no 4T13, em função do andamento das obras nas usinas prorrogadas, que com a prorrogação ficou caracterizado como ativo financeiro.

Na transmissão:

A Companhia apresentou, no 4T13, uma receita de **transmissão** 4,0% inferior ao apurado no 3T13, passando de R$ 494,7 milhões para R$ 475,1 milhões, principalmente devido aos seguintes fatores:

- A **receita *de transmissão - operação e manutenção*** manteve-se no mesmo patamar do período comparado, R$ 166,1 milhões no 3T13, e R$ 162,7 milhões no 4T13.
- A ***receita de construção*** apresentou redução de 4,6% passando de R$ 315,0 milhões no 3T13 para R$ 300,4 milhões no 4T13, em função do andamento das obras do sistema de transmissão;
- A ***receita financeira*** apresentou aumento de 4,0%, passando de R$ 10,0 milhões no 3T13, para R$ 10,4 milhões, no 4T13, decorrente dos índices de atualização do período;
- As demais rubricas, em média, não apresentaram variações ou impacto significativos.

Custo Do Serviço De Energia Elétrica

Os principais determinantes da evolução dos Custos no período foram:

Na geração:

- Os gastos com ***pessoal*** apresentaram redução de 10,1%, passando de R$ 24,7 milhões no 3T13, para R$ 22,2 milhões no 4T13, principalmente devido aos benefícios pós-emprego;
- Os gastos com ***material*** apresentaram aumento de 100,0%, passando de R$ 0,6 milhões no 3T13, para R$ 1,2 milhões no 4T13, proveniente do consumo de material no período analisado;
- As compras de ***combustíveis para a produção de energia*** apresentaram redução de 46,4%, passando de R$ 16,8 milhões, no 3T13, para R$ 9,0 milhões, no 4T13, em função na redução da operação da usina de Camaçari;
- Os gastos com ***serviços de terceiros*** apresentaram aumento de 10,2%, passando de R$ 5,9 milhões no 3T13 para R$ 6,5 milhões no 4T13;
- A rubrica ***compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*** apresentou redução de 6,3% passando de R$ 3,2 milhões, no 3T13, para R$ 3,0 milhões, no 4T13, devido à produção de energia do período;

- A rubrica ***Provisão (reversão) contrato oneroso***, apresentou aumento de 231,8%, passando de uma receita de R$ 139,2 milhões no 3T13, para uma receita de R$ 461,8 milhões no 4T13, proveniente da reversão de parte da provisão neste período, em função da atualização dos estudos realizados pela Companhia para o período;
- Os custos de construção apresentaram redução de 49,5%, passando de R$ 46,3 milhões no 3T13, para R$ 23,4 milhões no 4T13, em função do andamento das obras da diminuição dos investimentos efetuados nas usinas prorrogadas.

Na transmissão:

- Os gastos com ***pessoal*** apresentaram redução de 20,5%, passando de R$ 64,5 milhões no 3T13, para R$ 51,3 no 4T13, principalmente devido ao desligamento de pessoal, decorrente do PIDV;
- Os gastos com ***material*** apresentaram aumento de 38,5%, passando de R$ 1,3 milhões no 3T13, para R$ 1,8 milhões no 4T13, proveniente do consumo de material no período analisado;
- Os gastos com ***serviços de terceiros*** apresentaram aumento de 28,8%, passando de R$ 13,2 milhões no 3T13 para R$ 17,0 milhões no 4T13;
- Os custos de construção apresentaram redução de 4,6%, passando de R$ 315,0 milhões no 3T13, para R$ 300,4 milhões no 4T13, em função do andamento das obras do sistema de transmissão.

As demais rubricas, em média, não apresentaram variações significativas.

Receita (Despesa) Operacional

Na geração:

As **despesas gerais e administrativas** apresentaram redução de 15,6%, correspondente a R$ 13,4 milhões, passando de R$ 85,7 milhões, no 3T13, para R$ 72,3 milhões, no 4T13, devido principalmente à variação nos gastos com ***pessoal*** [+32,2% (R$ 7,7 milhões)], decorrente do registro do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV; a variação na despesa com ***material*** [+88,9% (R$ 0,8 milhões)]; aos gastos com ***serviços de terceiros*** [+29,0% (R$ 2,9 milhões)], proveniente da reestruturação dos gastos da Companhia; a despesa com, as ***Provisão (Reversão) para contingências*** redução de R$ 76,4 milhões, principalmente devido a reversão de provisão no período atual.

Na Transmissão:

As **despesas gerais e administrativas** apresentaram aumento de 363,8%, correspondente a R$ 741,5 milhões, passando de R$ 203,8 milhões, no 3T13, para R$ 945,3 milhões, no 4T13, devido principalmente a variação nos gastos com ***pessoal*** [+12,4% (R$ 9,9 milhões)], decorrente do registro do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV; a variação na despesa com ***material*** [+78,3% (R$ 1,8 milhões)]; aos gastos com ***serviços de terceiros*** [+25,5% (R$ 3,6 milhões)], proveniente da reestruturação dos gastos da Companhia; a despesa com, as ***provisões para contingências*** [+ 204,6% (R$ 22,3 milhões)], principalmente devido a novos processos judiciais no período atual e em ***provisões para perdas na realização de investimentos em transmissão*** [-19,5% (R$ 12,3 milhões)].

RESULTADO FINANCEIRO

Na Geração:

As ***receitas financeiras*** apresentaram aumento de 33,6%, passando de R$ 75,4 milhões no 3T13, para R$ 100,7 milhões, no 4T13, devido principalmente ao acréscimo de outras receitas financeiras e atualização de valores a receber – Lei 12.783.

As ***despesas financeiras*** apresentaram aumento de 50,0%, passando de R$ 4,6 milhões, no 3T13, para R$ 6,9 milhões, no 4T13, devido ao registro dos encargos da divida.

Na Transmissão:

As ***receitas financeiras*** apresentaram aumento de 1,3%, passando de R$ 45,9 milhões no 3T13, para uma receita de R$ 46,5 milhões, no 4T13, devido principalmente ao resultado de aplicações financeiras, a atualização de valores a receber e ao registro de outras receitas financeiras.

As ***despesas financeiras*** apresentaram aumento de 73,7%, passando de R$ 9,9 milhões, no 3T13, para R$ 17,2 milhões, no 4T13, devido ao aumento dos encargos da divida, em função do empréstimo contraído no final de dezembro de 2013.

Dados de Mercado

1.Ativos de Geração e Energia Gerada

1.1.Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh			
			1T13	2T13	3T13	4T13
Funil	30,00	13,95	6.305,16	5.205,3	10.223,53	7.611,65
Pedra	20,00	3,74	404,05	1.445,7	928,85	916,45
Araras	4,00	-	-	-	-	-
Curemas	3,52	1,00	699,91	888,8	415,04	65,71
Complexo de Paulo Afonso, Piloto e Apolônio Sales (Moxotó)	4.281,60	2.225,00	3.203.282,22	2.659.188,2	2.884.864,02	2.695.335,00
Sobradinho	1.050,30	531,00	677.611,71	649.725,9	660.484,9	594.388,58
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	1.406.311,17	1.154.281,4	1.235.259,6	1.162.339,99
Boa Esperança (Castelo Branco)	237,00	143,00	225.940,28	244.627,5	243.819,48	337.037,85
Xingó	3.162,00	2.139,00	3.550.359,04	2.950.122,3	3.179.160,78	2.997.461,24
Camaçari	346,80	229,80	538.380,05	529.153,5	27.510,59	11.989,57

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Funil	BA	Mar/62	Dez/2042
Pedra	BA	Abr/78	Dez/2042
Araras	CE	Fev/67	Jul/2015
Piloto	BA	Jan/55	Jul/2015
Curemas	PB	Jun/57	Nov/2024
Complexo de Paulo Afonso, e Apolônio Sales (Moxotó)	BA	Jan/55	Dez/2042
Sobradinho	BA	Abr/79	Fev/2022
Luiz Gonzaga (Itaparica)	PE	Fev/88	Dez/2042
Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	Jan/70	Dez/2042
Xingó	SE	Abr/94	Dez/2042
Camaçari	BA	Fev/79	Ago/2027

1.2 SPE

SPE	Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Energetica Águas da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	261,0	159,6	457.808,1	502.925,4	98.980,7	273.678,5
ESBR Participações S.A.	UHE Jirau	3.750,0	2.184,6	-	-	-	95,6
Pedra Branca S.A.	Pedra Branca	30,0	12,2	4.121,0	28.505,8	41.718,9	24.527,0
São Pedro do Lago S.A.	São Pedro do Lago	30,0	13,2	2.688,3	23.495,9	36.493,4	21.044,0
Sete Gameleiras S.A.	Sete Gameleiras	30,0	12,5	953,3	25.160,2	37.959,2	24.331,0

Usina	Participação %	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Dardanelos	24,5	MT	Ago/11	Jul/42
Jirau (*)	20,0	RO	Set/13	Ago/43
Pedra Branca	49,0	BA	Jan/13	Fev/46
São Pedro do Lago	49,0	BA	Jan/13	Fev/46
Sete Gameleiras	49,0	BA	Jan/13	Fev/46

(*) A primeira turbina entrou em operação em setembro de 2013 com 75MW de capacidade instalada.

2. Energia comprada para revenda

2.1.Ativos Própios

Fornecedor	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	MWh	1.080.500,0	1.092.000,0	1.290.000,0	1.103.500,0
	R$ milhões	132,3	133,8	165,1	105,3
Outros	MWh	-	-	-	186.000,0
	R$ milhões	-	-	-	29,8

2.2. SPE

ESBR Participações S.A.

Fornecedor	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	-	-	-	463,7
	R$ milhões	-	-	-	130,7

Pedra Branca S.A.

Fornecedor	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	20.541,6	-	-	-
	R$ milhões	3,9	-	-	-

São Pedro do Lago S.A.

Fornecedor	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	23.616,3	-	-	-
	R$ milhões	4,6	-	-	-

Sete Gameleiras S.A.

Fornecedor	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	25.244,7	-	-	-
	R$ milhões	5,1	-	-	-

3. Energia Vendida

3.1. Ativos Próprios

3.1.1. Energia vendida pelos empreendimentos não afetados pela Lei 12.783 (não oriunda das cotas)

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	286,5	2.630.839	280	2.608.140	283,8	2.534.334	284,6	2.565.141
Total	**A**	-	-	-		-	-	-	-
	B	286,5	2.630.839	280	2.608.140	283,8	2.534.334	284,6	2.565.141

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas não oriundas das cotas
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.1.2. Energia vendida pelos empreendimentos afetados pela Lei 12.783 (Regime de O&M)

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	25,0	896.128	27,0	949.396	26,9	959.829	25,0	959.394
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	300,8	10.679.324	321,4	10.804.513	310,2	10.921.535	300,4	10.875.751
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**325,8**	**11.575.452**	**348,4**	**11.753.909**	**337,2**	**11.881.364**	**325,4**	**11.835.145**
	B	-	-	-	-	-	-	-	-

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas oriundas das cotas.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.2. SPE

Energética Águas da Pedra S.A.

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	50,3	332.767	47,8	310.591	49,2	311.165	53,5	333.226
Total	**A**	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	**50,3**	**332.767**	**47,8**	**310.591**	**49,2**	**311.165**	**53,5**	**333.226**

ESBR Participações S.A.

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	0,9	9,5
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	-	-	-	-	-	-	12,8	137,0
	B	-	-	-	-	-	-	142,7	507,0
Total	**A**	-	-	-	-	-	-	**13,7**	**146,5**
	B	-	-	-	-	-	-	**142,7**	**507,0**

Pedra Branca S.A.

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	2,1	15.078	2,3	15.078	2,3	15.078	2,3	15.078
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	1,6	11.639	1,8	11.639	1,8	11.639	1,9	11.639
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**3,7**	**26.717**	**4,1**	**26.717**	**4,1**	**26.717**	**4,2**	**26.717**
	B	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

São Pedro do Lago S.A.

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	2,2	16.314	2,5	16.314	2,5	16.314	2,5	16.314
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	1,7	12.593	1,9	12.593	1,9	12.593	2,0	12.593
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**3,9**	**28.907**	**4,4**	**28.907**	**4,4**	**28.907**	**4,5**	**28.907**
	B	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Sete Gameleiras S.A.

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	2,1	15.448	2,3	15.448	2,3	15.448	2,4	15.448
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	1,6	11.926	1,9	11.926	1,9	11.926	1,9	11.926
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**3,7**	**27.374**	**4,2**	**27.374**	**4,2**	**27.374**	**4,3**	**27.374**
	B	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE)

	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Venda	R$ milhões	382,9	317,9	(36,0)	8,0
	MWh	259.814,36	217.684,56	-	-
	MWmédio	120,23	99,67	-	-
Compra	R$ milhões	-	-	19,1	117,2
	MWh	-	-	50.727,11	484.321,06
	MWmédio	-	-	22,97	206,46
Líquido	R$ milhões	382,9	317,9	(55,1)	(109,2)
	MWh	259.814,36	217.684,56	50.727,11	484.321,06
	MWmédio	120,23	99,67	22,97	206,46

(*) O valor de vendas CCEE no 3T13 e 4T13 refere-se a ajustes decorrentes de inadimplencia e outros.

5. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade métrica	1T13 Quant.	1T13 R$ Milhões	2T13 Quant.	2T13 R$ Milhões	3T13 Quant.	3T13 R$ Milhões	4T13 Quant.	4T13 R$ Milhões
Óleo diesel	Litro	58.780.000	116	7.066.000	21	-	-	3.498.000	8,3
Gás	m^3	131.682.538	248,1	167.331.197	319,5	9.022.207	17,5	-	0
Total:			**364,1**		**340,5**		**17,5**	**-**	**8,3**

6. Perdas na geração - %

1T13	2T13	3T13	4T13
2,62	2,77	2,69	2,60

7. Tarifa Média – R$/MWh

7.1. Ativos Próprios - empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

1T13	2T13	3T13	4T13
108,89	107,34	112,00	110,93

7.1.1. Ativos Próprios – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M

1T13	2T13	3T13	4T13
28,15	29,64	28,38	27,50

7.2. SPE

	1T13	2T13	3T13	4T13
Energética Águas da Pedra S.A.	151,30	154,02	158,26	160,48
ESBR Participações S.A.	-	-	-	93,83
Pedra Branca S.A.	136,78	151,98	151,98	157,90
São Pedro do Lago S.A.	136,78	151,98	151,98	157,90
Sete Gameleiras S.A.	136,78	151,98	151,98	157,90

8.Extensão das Linhas de Transmissão - Km

8.1.Ativos Próprios

8.1.1.Linhas de Transmissão

8.1.1.1. Linhas de Transmissão – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Ibicoara-Brumado, C1	94,5	230	Mar/12	Jun/37
Milagres-Coremas, C2	119,8	230	Jun/10	Fev/35
Milagres-Tauá, C1	208,1	230	Jan/09	Fev/35
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	5,4	230	Jul/12	Ago/39
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	5,4	230	Ago/12	Ago/39
Paraiso-Açu II, C2	132,8	230	Jan/11	Jun/37
Picos-Tauá II, C1	183,2	230	Fev/13	Jun/37
Pirapama II-Suape II, C1	20,9	230	Dez/12	Jun/37
Pirapama II-Suape II, C2	20,9	230	Dez/12	Jun/37
Suape III-Suape II, C1	3,6	230	Dez/12	Jan/39
Suape III-Suape II, C2	3,6	230	Dez/12	Jan/39
Sub-Total - 230 Kv	**798,2**			
Total	**798,2**			

8.1.1.2. Linhas de Transmissão – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – (Regime de O&M)

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Angelim II-Recife II, C1	169,1	500	Ago/77	Dez/42
Angelim II-Recife II, C2	170,7	500	Mar/80	Dez/42
Jardim-Camaçari IV, C1	249,6	500	Mai/00	Dez/42
Camaçari II-Camaçari IV, C1	0,3	500	Nov/12	Dez/42
Gonzaga-Angelim II, C1	248,4	500	Fev/77	Dez/42
Gonzaga-Milagres, C1	230,8	500	Abr/87	Dez/42
Gonzaga-Olindina, C1	248,6	500	Mai/76	Dez/42
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	290,6	500	Out/79	Dez/42
Messias-Suape II, C1	176,6	500	Dez/98	Dez/42
Suape II-Recife II, C1	45,4	500	Dez/98	Dez/42
Milagres-Quixada, C1	268,0	500	Jan/88	Dez/42
Olindina-Camacari II, C1	147,2	500	Out/76	Dez/42
Olindina-Camacari II, C2	146,9	500	Set/78	Dez/42
P.Afonso IV-Angelim II, C2	221,5	500	Jul/79	Dez/42
P.Afonso IV-Olindina, C2	212,8	500	Jun/78	Dez/42
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	37,4	500	Out/79	Dez/42
P.Afonso IV-Xingo, C1	53,8	500	Fev/93	Dez/42
Pres.Dutra-Teresina II, C1	207,9	500	Mai/00	Dez/42
Pres.Dutra-Teresina II, C2	207,7	500	Abr/03	Dez/42
Quixada-FortalezaII, C1	136,5	500	Ago/96	Dez/42
Sobral III-Pecem II, C1	176,6	500	Mai/00	Dez/42
Pecem II-Fortaleza II, C1	73,1	500	Mai/00	Dez/42
S.J.Piaui-B.Esperanca, C1	233,5	500	Dez/80	Dez/42
Sobradinho-S.J.Piaui, C1	211,0	500	Out/80	Dez/42
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	316,0	500	Jun/88	Dez/42
Teresina Ii-Sobral III, C1	334,2	500	Mai/00	Dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C1	0,6	500	Mai/79	Dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C2	0,6	500	Mai/79	Dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C3	0,6	500	Mai/79	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C1	0,6	500	Dez/79	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C2	0,6	500	Mai/80	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C3	0,6	500	Out/80	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C4	0,6	500	Jul/81	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C5	0,6	500	Dez/81	Dez/42
Planta IV-P.Afonso IV, C6	0,6	500	Mai/83	Dez/42
Planta Xingo – Xingo, C1	0,9	500	Out/95	Dez/42
Planta Xingo – Xingo, C2	0,9	500	Out/95	Dez/42
Planta Xingo – Xingo, C3	0,9	500	Out/95	Dez/42
Planta.Xingo.- Xingo, C4	0,9	500	Out/95	Dez/42
Planta Xingo – Xingo, C5	0,8	500	Mar/94	Dez/42
Planta Xingo – Xingo, C6	0,8	500	Nov/94	Dez/42
Xingo-Jardim, C1	159,8	500	Mai/00	Dez/42
Xingo-Messias, C1	219,0	500	Fev/93	Dez/42
Sub-Total - 500 Kv	**5.203,6**			
Angelim-Messias, C1	78,9	230	Abr/77	Dez/42
Angelim-Messias, C2	78,5	230	Out/76	Dez/42
Angelim-Messias, C3	79,1	230	Ago/86	Dez/42
Angelim-Ribeirão, C1	115,7	230	Jan/53	Dez/42
Angelim-Recife II, C2	171,7	230	Jan/67	Dez/42
Angelim-Recife Ii, C3	171,7	230	Jan/61	Dez/42
Angelim-Tacaimbó, C1	63,9	230	Mar/63	Dez/42
Angelim-Tacaimbó, C2	64,1	230	Mar/73	Dez/42
Angelim-Tacaimbó, C3	65,7	230	Jun/98	Dez/42
Arapiraca III–Rio Largo II, C1	124,7	230	Jan/98	Dez/42
Arapiraca III–Penedo, C1	89,6	230	Jan/98	Dez/42
Boa Esperança-Teresina, C1	198,0	230	Mar/70	Dez/42
Boa Esperança-Teresina, C2	198,0	230	Dez/81	Dez/42
Bongi-Açonorte, C1	6,0	230	Ago/76	Dez/42
B.Jesus da Lapa-Barreiras, C1	233,5	230	Dez/90	Dez/42
Banabuiu-Fortaleza, C1	177,2	230	Out/65	Dez/42
Banabuiu-Fortaleza, C2	176,0	230	Jul/78	Dez/42
Aquiraz II-Banabuiu, C1	181,8	230	Ago/78	Dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, C1	30,1	230	Ago/78	Dez/42

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Banabuiu-Mossoro II, C1	177,2	230	Jul/03	Dez/42
Banabuiu-Russas II, C1	110,4	230	Mai/71	Dez/42
Bom Nome-Milagres, C1	83,7	230	Set/61	Dez/42
Bom Nome-Milagres, C2	84,1	230	Dez/74	Dez/42
Bom Nome-Milagres, C3	83,9	230	Set/79	Dez/42
Cauipe-Sobral, C1	177,4	230	Nov/73	Dez/42
Cicero Dantas-Catu, C1	200,7	230	Mar/68	Dez/42
Cicero Dantas-Catu, C2	201,3	230	Abr/72	Dez/42
Campina Grande-Coteminas, C1	2,5	230	Nov/10	Dez/42
Campina Grande-Goianinha, C1	99,3	230	Fev/70	Dez/42
Campina Grande II-Natal III, C1	176,5	230	Out/99	Dez/42
Natal III-Natal II, C1	11,6	230	Out/99	Dez/42
Campina Grande II-Natal III, C2	176,5	230	Out/02	Dez/42
Natal III-Natal II, C2	11,6	230	Out/02	Dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C1	118,1	230	Mai/79	Dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C2	119,0	230	Abr/79	Dez/42
Camaçari-Caraíba Metais, C1	3,2	230	Fev/82	Dez/42
Camaçari-Cqr, C1	7,2	230	Mai/92	Dez/42
Camaçari-Cotegipe, C1	22,9	230	Jun/70	Dez/42
Camaçari-Cotegipe, C2	23,5	230	Out/76	Dez/42
Camaçari-Gov.Mangabeira, C1	83,7	230	Set/82	Dez/42
Camaçari-Gov.Mangabeira, C2	83,7	230	Set/82	Dez/42
Camaçari-Jacaracanga, C1	19,2	230	Jul/77	Dez/42
Camaçari-Jacaracanga, C2	19,2	230	Mar/77	Dez/42
Camaçari-Matatu, C1	47,0	230	Ago/53	Dez/42
Camaçari-Pituaçu, C1	39,2	230	Out/84	Dez/42
Camaçari-Pituaçu, C2	39,2	230	Jan/02	Dez/42
Cotegipe-Jacaracanga, C1	15,2	230	Dez/71	Dez/42
Cotegipe-Matatu, C1	30,0	230	Mai/77	Dez/42
Catu-Camaçari, C1	25,0	230	Jun/70	Dez/42
Catu-Camaçari, C2	25,0	230	Ago/53	Dez/42
Catu-Gov.Mangabeira, C1	77,2	230	Ago/67	Dez/42
Catu-Itabaianinha, C1	143,9	230	Ago/53	Dez/42
Funil-Itapebi, C1	198,1	230	Jul/90	Dez/42
Funil-Itapebi, C2	198,1	230	Jul/90	Dez/42
Fortaleza-Cauipe, C1	58,2	230	Nov/73	Dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C1	7,1	230	Jun/89	Dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C2	7,1	230	Jun/89	Dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C1	0,3	230	Fev/00	Dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C2	0,3	230	Fev/00	Dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C3	0,3	230	Mai/10	Dez/42
Fortaleza II-Cauipe, C1	58,0	230	Nov/03	Dez/42
Fortaleza II-Cauipe, C2	58,0	230	Nov/03	Dez/42
Fortaleza II-Pici, C1	27,5	230	Mai/05	Dez/42
Fortaleza II-Pici, C2	27,5	230	Fev/09	Dez/42
Goianinha-Santa Rita II, C1	59,0	230	Out/77	Dez/42
Santa Rita II-Mussuré II, C1	17,0	230	Out/77	Dez/42
Goianinha-Mussure, C2	50,6	230	Out/77	Dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	23,5	230	Dez/68	Dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	22,5	230	Fev/84	Dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	22,6	230	Fev/84	Dez/42
Icó-Banabuiú, C1	124,7	230	Dez/77	Dez/42
Itapebi-Eunápolis, C1	47,0	230	Jul/90	Dez/42
Itapebi-Eunápolis, C2	47,0	230	Jul/90	Dez/42
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	135,4	230	Set/81	Dez/42
Brotas de Macaúba-B. J da Lapa, C1	204,6	230	Set/81	Dez/42
Itabaianinha-Itabaiana, C1	76,8	230	Ago/53	Dez/42
Itabaiana-Jardim, C1	44,0	230	Ago/79	Dez/42
Itabaiana-Jardim, C2	44,0	230	Ago/79	Dez/42
Jacaracanga-Alunordeste, C1	1,8	230	Mai/83	Dez/42
Jacaracanga-Dow, C1	7,9	230	Jul/77	Dez/42
Jacaracanga-Dow, C2	7,8	230	Mar/77	Dez/42
Jardim-Fafen, C1	12,5	230	Ago/81	Dez/42
Jardim-Cia.Vale.Rio Doce, C1	0,8	230	Mai/11	Dez/42
Jaguarari-Sr. do Bonfim II, C1	80,7	230	Jan/80	Dez/42
Juazeiro II-Jaguarari, C1	88,0	230	Jan/80	Dez/42
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	148,6	230	Abr/81	Dez/42

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Libra-Libra, C1	1,5	230	Dez/91	Dez/42
Milagres-Banabuiu, C1	225,9	230	Fev/65	Dez/42
Milagres-Ico, C1	103,4	230	Dez/77	Dez/42
Milagres-Banabuiu, C3	225,1	230	Dez/77	Dez/42
Milagres-Coremas, C1	119,4	230	Nov/86	Dez/42
Mirueira-Pau Ferro, C1	23,1	230	Out/99	Dez/42
Mirueira-Goianinha, C1	50,1	230	Dez/89	Dez/42
Messias-Maceió, C1	25,9	230	Nov/96	Dez/42
Messias-Maceió, C2	25,9	230	Nov/96	Dez/42
Messias-Rio Largo, C1	11,9	230	Ago/86	Dez/42
Messias-Rio Largo, C2	11,6	230	Out/76	Dez/42
Messias-Rio Largo, C3	11,6	230	Jul/77	Dez/42
Mossoró-Açu, C1	71,3	230	Jul/87	Dez/42
Olindina-Olindina, C1	0,2	230	Mai/80	Dez/42
Olindina-Olindina, C2	0,2	230	Mai/80	Dez/42
Paulo Afonso-Angelim, C1	221,3	230	Jan/53	Dez/42
Paulo Afonso-Angelim, C2	220,2	230	Jan/67	Dez/42
Paulo Afonso-Angelim, C3	220,2	230	Jan/61	Dez/42
Paulo Afonso-Angelim, C4	221,0	230	Dez/73	Dez/42
Paulo Afonso-Bom Nombre, C1	170,1	230	Out/61	Dez/42
Paulo Afonso-Bom Nombre, C2	170,7	230	Dez/74	Dez/42
Paulo Afonso-Bom Nombre, C3	170,8	230	Nov/78	Dez/42
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	134,2	230	Mar/68	Dez/42
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	133,8	230	Jun/72	Dez/42
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	162,5	230	Abr/87	Dez/42
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	162,5	230	Set/85	Dez/42
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	1,1	230	Out/79	Dez/42
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	1,4	230	Fev/81	Dez/42
Pau Ferro-Coteminas, C1	123,9	230	Nov/10	Dez/42
Pau Ferro-Campina Grande, C2	125,9	230	Out/99	Dez/42
Paraiso-Natal II, C1	96,2	230	Mai/79	Dez/42
Paraiso-Natal II, C2	97,2	230	Abr/79	Dez/42
Piripiri-Sobral, C1	167,4	230	Ago/73	Dez/42
Pituaçu-Narandiba, C1	3,6	230	Nov/83	Dez/42
Pituaçu-Narandiba, C2	3,6	230	Jun/83	Dez/42
Pituaçu-Pituaçu, C1	2,0	230	Mai/77	Dez/42
Recife II-Joairam, C1	7,4	230	Jan/53	Dez/42
Recife II-Joairam, C2	7,4	230	Jan/67	Dez/42
Recife II-Joairam, C3	7,4	230	Jan/61	Dez/42
Joairam-Bongi, C1	6,3	230	Fev/09	Dez/42
Joairam-Bongi, C2	6,4	230	Fev/09	Dez/42
Joairam-Bongi, C3	6,4	230	Fev/09	Dez/42
Recife II-Goianinha, C1	71,4	230	Fev/72	Dez/42
Recife II-Goianinha, C2	71,5	230	Fev/72	Dez/42
Recife II-Mirueira, C1	31,0	230	Jun/80	Dez/42
Recife II-Mirueira, C2	31,5	230	Jun/80	Dez/42
Recife II-Mirueira, C3	31,5	230	Jun/86	Dez/42
Recife II-Pau Ferro, C1	33,2	230	Set/04	Dez/42
Recife II-Pau Ferro, C2	33,2	230	Set/04	Dez/42
Recife II-Pirapama II, C1	27,6	230	Jun/80	Dez/42
Recife II-Pirapama II, C2	27,6	230	Jun/80	Dez/42
Ribeirão-Recife II, C1	56,6	230	Set/94	Dez/42
Rio Largo-Trikem, C1	23,2	230	Jun/76	Dez/42
Russas II-Mossoró II, C1	75,0	230	Abr/81	Dez/42
Sobral II-Sobral II, C1	13,8	230	Mai/09	Dez/42
Sobral III-Sobral II, C2	13,8	230	Mai/09	Dez/42
Sobral II – Cccp, 230 Kv, C1	2,9	230	Jun/01	Dez/42
S. Mendes-Picos, C1	99,6	230	Mar/86	Dez/42
S.João Piaui-Eliseu Martins, C1	172,9	230	Fev/98	Dez/42
S.João Piaui-S. Mendes, C1	68,2	230	Jul/85	Dez/42
Sr.do Bonfinal-Irece, C1	214,0	230	Set/81	Dez/42
Sapeaçu-Funil, C1	195,7	230	Dez/68	Dez/42
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C1	32,0	230	Fev/84	Dez/42
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	32,0	230	Fev/84	Dez/42
S.Ant.Jesus-Funil, C1	162,1	230	Fev/84	Dez/42
S.Ant.Jesus-Funil, C2	162,6	230	Fev/84	Dez/42
Tacaimbo-C.Grande II, C1	124,7	230	Jun/85	Dez/42

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Tacaimbo-C.Grande II, C2	124,7	230	Jun/85	Dez/42
Teresina I-Teresina II, C1	25,3	230	Set/02	Dez/42
Teresina I-Teresina II, C2	25,3	230	Set/02	Dez/42
Teresina-Piripiri, C1	154,7	230	Nov/71	Dez/42
Planta Apol.Sales- P.Afonso, C1	5,8	230	Out/77	Dez/42
Planta Apol.Sales- P.Afonso, C2	5,7	230	Mar/77	Dez/42
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	2,8	230	Dez/80	Dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C1	42,5	230	Jan/80	Dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C2	42,5	230	Abr/81	Dez/42
Planta II-Paulo Afonso, C1	0,7	230	Out/61	Dez/42
Planta II-Paulo Afonso, C3	0,7	230	Mai/67	Dez/42
Planta II-Paulo Afonso, C4	0,7	230	Mai/67	Dez/42
Planta II-Paulo Afonso, C5	0,7	230	Dez/67	Dez/42
Planta III-Paulo Afonso, C1	0,6	230	Out/71	Dez/42
Planta III-Paulo Afonso, C2	0,6	230	Abr/72	Dez/42
Planta III-Paulo Afonso, C3	0,6	230	Abr/74	Dez/42
Planta III-Paulo Afonso, C4	0,6	230	Ago/74	Dez/42
Planta I-Paulo Afonso, C1	0,6	230	Jan/55	Dez/42
Planta I-Paulo Afonso, C2	0,6	230	Jan/55	Dez/42
Sub-Total - 230 Kv	**12.550,9**			
C.Grande II-S.Cruz II, C1	117,3	138	Abr/63	Dez/42
C.Grande II-Pilões, C1	79,3	138	Jan/68	Dez/42
Pilões-S.Cruz II, C1	108,4	138	Jan/68	Dez/42
C. Novos-Santana do Matos, C1	38,8	138	Dez/67	Dez/42
Santana do Matos-Açu, C1	49,6	138	Dez/67	Dez/42
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	55,0	138	Out/65	Dez/42
Planta II-Zebu, C1	6,0	138	Dez/64	Dez/42
Sub-Total - 138 Kv	**454,4**			
Abaixadora-Mulungu, C1	6,5	69	Mai/75	Dez/42
Abaixadora-Moxoto, C1	5,3	69	Fev/70	Dez/42
Abaixadora-Zebu, C1	5,4	69	Out/72	Dez/42
Bela Vista-Alto Branco, C1	6,2	69	Nov/10	Dez/42
C.Grande I-Alto Branco, C1	3,1	69	Nov/10	Dez/42
C.Grande II-Bela Vista, C1	7,2	69	Out/89	Dez/42
C.Grande II-C.Grande I, C1	9,4	69	Mai/64	Dez/42
Camacari-Camacari, C2	1,4	69	Jun/60	Dez/42
Cotegipe-Catu, C1	48,7	69	Jun/60	Dez/42
Cotegipe-Catu, C2	48,7	69	Jun/60	Dez/42
Jaboatao-Recife II, C1	3,1	69	Jan/65	Dez/42
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	0,5	69	Abr/73	Dez/42
Matatu-Pituacu, C1	7,5	69	Jun/60	Dez/42
Matatu-Pituacu, C2	7,4	69	Jun/60	Dez/42
Pirapama II-Recife II, C1	21,3	69	Jan/65	Dez/42
Pituacu-Cotegipe, C1	22,1	69	Jun/60	Dez/42
Pituacu-Cotegipe, C2	21,9	69	Jun/60	Dez/42
Planta de Pedra-Jequié, C1	20,5	69	Nov/78	Dez/42
Vila Zebu-Itaparica, C1	27,0	69	Jul/77	Dez/42
Zebu-Moxoto, C1	7,2	69	Abr/83	Dez/42
Zebu-Xingo, C1	56,5	69	Ago/81	Dez/42
Sub-total 69 kV	**336,9**			
Total	**18.545,8**			

8.1.2. Subestações

8.1.2.1. Subestações – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
SE Elev. Usina de Curemas	5	PB	Jan/68	Nov/24
SE Elev. Usina Term. Camaçari	400	BA	Set/78	Ago/27
SE Tauá II	102	CE	Dez/07	Mar/35
SE Ibicoara	510	BA	Jan/11	Jun/37
SE Pilões II		PB	Out/12	Dez/42
SE Santa Rita II	300	PB	Jul/12	Ago/39
SE Suape III	200	PE	Jul/12	Jan/39
SE Coteminas		PB	Dez/09	Dez/42
SE Natal III	300	RN	Ago/12	Ago/39
SE Zebu II	200	AL	Jul/12	Ago/39
SE Brotas de Macaubas		BA	Jul/12	Dez/42
SE Brumado		BA	Ago/10	
SE Camaçari IV	2.800	BA	Nov/12	Jul/40
SE Sapeaçu		BA	Mai/03	
SE Suape II	800	PE	Dez/12	Jan/39
SE Arapiraca III	100	AL	Jun/13	

8.1.2.2. Subestações – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – (Regime de O&M)

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
SE Elev. Usina Apolonio Sales	560	AL	Fev/77	Dez/42
SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	1.665	PE	Mai/88	Dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso I	225	BA	Jan/55	Dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso II	550	BA	Jan/62	Dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso III	960	BA	Jan/71	Dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso IV	3.000	BA	Nov/79	Dez/42
SE Elev. Usina Piloto	3	BA	Jan/53	Dez/42
SE Elev. Usina Xingó	3.515	SE	Nov/94	Dez/42
SE Elev. Usina de Araras	5	CE	Fev/60	Dez/42
SE Elev. Usina B. Esperança	280	PI	Mar/70	Dez/42
SE Elev. Usina de Sobradinho	1.333	BA	Out/79	Dez/42
SE Elev. Usina de Funil	48	BA	Jan/59	Dez/42
SE Elev. Usina de Pedra	27	BA	Nov/78	Dez/42
SE Pau Ferro	301	PE	Ago/02	Dez/42
SE Paraiso	100	RN	Fev/04	Dez/42
SE Bom Nome	388	PE	Out/63	Dez/42
SE Irecê	329	BA	Set/81	Dez/42
SE Milagres	1.253	CE	Jan/64	Dez/42
SE Mirueira	401	PE	Ago/78	Dez/42
SE Moxotó	20	BA	Jan/72	Dez/42
SE Mulungú	10	BA	Mai/75	Dez/42
SE Sobradinho	700	BA	Out/79	Dez/42
SE Sobral II	300	CE	Nov/73	Dez/42
SE Tacaimbó	301	PE	Jun/85	Dez/42
SE Cícero Dantas	151	BA	Mai/56	Dez/42
SE Açu II	433	RN	Nov/89	Dez/42
SE Angelim	310	PE	Jan/56	Dez/42
SE Angelim II	0	PE	Jan/80	Dez/42
SE Bela Vista	25	PB	Abr/93	Dez/42
SE Bongi	490	PE	Mai/56	Dez/42
SE Campina Grande I	35	PB	Jun/74	Dez/42
SE Campina Grande II	707	PB	Mai/64	Dez/42
SE Jaguarari	0	BA	Jan/80	Dez/42
SE Itapebi	0	BA	Jan/03	Dez/42
SE Funil	967	BA	Jan/56	Dez/42
SE SEnhor Do Bonfim II	367	BA	Mai/81	Dez/42
SE Eunápolis	400	BA	Set/98	Dez/42

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
SE Picos	174	PI	Jul/92	Dez/42
SE Modelo Reduzido	18	BA	Jan/67	Dez/42
SE Mossoró II	320	RN	Jan/77	Dez/42
SE Barreiras	401	BA	Jun/96	Dez/42
SE Sto. Antonio de Jesus	201	BA	Mar/97	Dez/42
SE Icó	200	CE	Mai/97	Dez/42
SE Mussuré II	401	PB	Mar/79	Dez/42
SE Paulo Afonso		AL	Mar/74	Dez/42
SE Penedo	302	AL	Mai/97	Dez/42
SE Cauípe	201	CE	Mar/01	Dez/42
SE Pici II	300	CE	Mai/05	Dez/42
SE Piripiri	242	PI	Ago/73	Dez/42
SE Pituaçu	402	BA	Mar/83	Dez/42
SE Santa Cruz II	95	RN	Mar/63	Dez/42
SE Banabuiú	121	CE	Jan/64	Dez/42
SE Currais Novos II	92	RN	Nov/75	Dez/42
SE Santana dos Matos II	65	RN	Nov/75	Dez/42
SE Coremas	300	PB	Dez/90	Dez/42
SE Fortaleza	672	CE	Jan/64	Dez/42
SE Joairam	451	PE	Jul/06	Dez/42
SE Juazeiro da Bahia II	302	BA	Abr/81	Dez/42
SE Matatu	420	BA	Jan/65	Dez/42
SE Natal II	580	RN	Jan/79	Dez/42
SE Itabaianinha	73	SE	Fev/96	Dez/42
SE Pirapama II	400	PE	Fev/72	Dez/42
SE Russas II	217	CE	Nov/82	Dez/42
SE Elizeu Martins	101	PI	Jan/06	Dez/42
SE Boa Esperança 230 Kv	115	PI	Mar/70	Dez/42
SE Boa Esperança 500 Kv	400	PI	Nov/80	Dez/42
SE Xingó 500 Kv	0	SE	Nov/94	Dez/42
SE Paulo Afonso IV	1.400	AL	Jan/79	Dez/42
SE Recife II	2810	PE	Jan/79	Dez/42
SE S. João do Piaui	548	PI	Nov/80	Dez/42
SE Zebu	38	AL	Nov/76	Dez/42
SE Abaixadora	143	BA	Out/67	Dez/42
SE Bom Jesus da Lapa	242	BA	Set/81	Dez/42
SE Gov. Mangabeira	100	BA	Mar/60	Dez/42
SE Quixadá	0	CE	Jul/03	Dez/42
SE Jacaracanga	301	BA	Jan/82	Dez/42
SE Ribeirão	300	PE	Out/94	Dez/42
SE Rio Largo II	201	AL	Dez/62	Dez/42
SE Messias	1.401	AL	Nov/94	Dez/42
SE Camaçari II	3.205	BA	Jan/79	Dez/42
SE Catu	362	BA	Mai/56	Dez/42
SE Cotegipe	302	BA	Jan/56	Dez/42
SE Teresina	633	PI	Abr/70	Dez/42
SE Fortaleza II	2.000	CE	Mai/00	Dez/42
SE Goianinha	300	PE	Jan/61	Dez/42
SE Teresina II	900	PI	Mai/00	Dez/42
SE Delmiro Gouveia	401	CE	Jun/89	Dez/42
SE Maceió	400	AL	Set/02	Dez/42
SE Itabaiana	228	SE	Mai/57	Dez/42
SE Itaparica	10	PE	Jan/83	Dez/42
SE Jardim	1.601	SE	Ago/79	Dez/42
SE Sobral III	1.400	CE	Abr/00	Dez/42
SE Xingó 69 Kv	22	SE	Jan/87	Dez/42
SE Olindina	120	BA	Abr/80	Dez/42
SE Luiz Gonzaga 500kv		PE	Mai/88	Dez/42

8.2. SPE

8.2.1. Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De–Para)	Participação (%)	Extensão (km)	Tensão	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	Teresina II/PI a Sobral/CE e Fortaleza/CE	49	546	500 kV	Jan/06	Fev/34
Integração Transmissora de Energia S.A.	Colinas/TO a Serra da Mesa II/GO	12	695	500 kV	Mai/08	Abr/36
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Oriximiná/Silves Silves/Lechuga(AM)	19,5	559	500 kV	Mar/13	Out/38
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	LT Coletora Porto Velho/ Araraquara II, CS	24,5	2.375	600 kV	Ago/13	Fev/39

8.2.2. Subestações - N/A

9. Perdas na transmissão %

1T13	2T13	3T13	4T13
2,5	3,4	2,9	2,0

10. Principais Investimentos da controladora – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Geração	**103,63**	**90,86**	**79,58**	**148,80**	**661,26**
Manutenção do Sistema de Geração	17,39	22,74	14,75	28,57	173,92
Ciclo combinado da UTE Camaçari	0,02	0,02	0,01	0,02	0,12
Eólica Casa Nova	62,59	46,9	38,49	92,38	339,21
Implantação de Parque Eólicos	-	-	-	-	1
Ampliação do Sistema de Energia Elétrica	-	-	-	-	1
Ampliação Cap. Ger. UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	-	-	-	-	1
Implant. Projeto Solar p/Geração Energia Elétrica	-	-	-	-	2,78
Irrigação área de reassentamento Itaparica	23,63	21,2	26,33	27,83	142,23
Transmissão	**136,08**	**170,06**	**247,54**	**288,57**	**1.194,08**
Ampliação do sistema	81,89	94,35	101,75	146,69	658,85
Reforço e melhorias	25,20	40,85	83,93	95,49	351,16
Manutenção do sistema	25,97	33,79	61,30	44,80	171,59
Empreendimento Suape II / Suape III	3,02	1,07	0,56	1,59	12,48
Outros	**35,86**	**14,45**	**15,31**	**33,68**	**130,74**
Total	**275,57**	**275,37**	**342,43**	**471,05**	**1.986,08**

11. Investimentos Novos

11.1. Geração

11.1.1. Ativos Próprios

Usina	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Capacidade Instalada - MW	Energia Assegurada MW médios	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Parque Eólico Casa Nova I	BA	692,5	466,9	180 MW	61,4	Ago/14	Mai/12	Jan/46
Parque Eólico UEE Casa Nova II	BA	102,47	-	28 MW	7,1	Mai/18	Out/14	Jul/49
Parque Eólico UEE Casa Nova III	BA	93,04	-	24 MW	5,5	Mai/18	Out/14	Jul/49

Eletrobras Chesf

11.1.2. SPE

SPE	Usina	Participação %	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Capacidade Instalada MW	Invest. Realizado R$ milhões	Energia Asseg (MW médios)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
ESBR Participações	UHE Jirau	20,00%	RO	17.986,0	3.750,0	17.114,72	2.184,6	Set/13	Dez/09	Ago/43
Norte Energia	UHE B. Monte	15,00%	PA	29.375,0	11.233,1	12.478,4	4.571,0	Fev/15	Jun/11	Ago/45
(*)	UHE Sinop	24,50%	MT	1.804,8	400,0	-	239,8	Jan/18	Abr/14	Jan/49
Caiçara I	UEE Caiçara I	49,00%	CE	134,0	30,0	6,9	13,5	Jan/16	Jul/14	Jun/47
Caiçara II	UEE Caiçara II	49,00%	CE	93,3	21,0	4,6	9,3	Jan/16	Jul/14	Jul/47
Junco I	UEE Junco I	49,00%	CE	120,8	30,0	6,7	12,1	Jan/16	Jul/14	Jul/47
Junco II	UEE Junco II	49,00%	CE	120,78	30,0	6,3	11,4	Jan/16	Jul/14	Jul/47
Santa Joana IX	UEE Santa Joana IX	49,00%	PI	102,94	30,0	-	15,8	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana X	UEE Santa Joana X	49,00%	PI	102,94	30,0	-	16,0	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana XI	UEE Santa Joana XI	49,00%	PI	102,94	30,0	-	16,0	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana XII	UEE Santa Joana XII	49,00%	PI	102,94	30,0	-	16,9	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana XIII	UEE Santa Joana XIII	49,00%	PI	102,94	30,0	-	16,0	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana XV	UEE Santa Joana XV	49,00%	PI	102,94	30,0	-	16,2	Set/15	Mar/14	Abr/49
Santa Joana XVI	UEE Santa Joana XVI	49,00%	PI	102,94	30,0	-	17,4	Set/15	Mar/14	Abr/49
Baraúnas I	UEE Baraúnas I	49,00%	BA	103,95	29,7	-	12,4	Set/15	Mar/14	Abr/49
Mussambê	UEE Mussambê	49,00%	BA	103,95	29,7	-	11,5	Set/15	Mar/14	Abr/49
Morro Branco I	UEE Morro Branco I	49,00%	BA	103,95	29,7	-	12,7	Set/15	Mar/14	Abr/49
Caititú 2 Energia S.A.	UEE Caititú 2	49,00%	BA	40,16	14,0	-	5,1	Set/15	Abr/14	Abr/49
Caititú 3 Energia S.A.	UEE Caititú 3	49,00%	BA	40,16	14,0	-	4,7	Set/15	Abr/14	Abr/49
Teiú 2 Energia S.A.	UEE Teiú 2	49,00%	BA	40,16	14,0	-	4,2	Set/15	Abr/14	Abr/49
Arapapá Energia S.A.	UEE Arapapá	49,00%	BA	28,69	10,0	-	2,2	Set/15	Abr/14	Abr/49
Carcará Energia S.A.	UEE Carcará	49,00%	BA	28,69	10,0	-	4,6	Set/15	Abr/14	Abr/49
Corrupião 3 Energia S.A.	UEE Corrupião 3	49,00%	BA	40,16	14,0	-	4,2	Set/15	Abr/14	Abr/49
Acauã Energia S.A.	UEE Acauã	49,00%	BA	34,42	12,0	-	3,1	Set/15	Abr/14	Abr/49
Angical 2 Energia S.A.	UEE Angical 2	49,00%	BA	40,16	14,0	-	5,1	Set/15	Abr/14	Abr/49
(*)	UEE Serra das Vacas I	49,00%	PE	124,4	30,0	-	12,2	Jan/16	Ago/14	Jun/49
(*)	UEE Serra das Vacas II	49,00%	PE	122,6	30,0	-	9,9	Jan/16	Ago/14	Jun/49
(*)	UEE Serra das Vacas III	49,00%	PE	122,6	30,0	-	11,0	Jan/16	Ago/14	Jun/49
(*)	UEE Serra das Vacas IV	49,00%	PE	122,6	30,0	-	10,5	Jan/16	Ago/14	Jun/49
(*)	UEE Coqueirinho 2	49,00%	BA	74	20,0	-	8,5	Jan/16	Abr/14	Jun/49
(*)	UEE Papagaio	49,00%	BA	66,6	18,0	-	4,9	Jan/16	Abr/14	Jun/49
(*)	UEE Santa Joana I	49,00%	PI	105,25	30,0	-	14,7	Jan/16	Jun/14	Jun/49
(*)	UEE Santa	49,00%	PI	105,25	30,0	-	14,3	Jan/16	Jun/14	Jun/49

SPE	Usina	Participação %	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Capacidade Instalada MW	Invest. Realizado R$ milhões	Energia Asseg (MW médios)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
	Joana III									
(*)	UEE Santa Joana IV	49,00%	PI	105,25	30,0	-	14,2	Jan/16	Jun/14	Jun/49
(*)	UEE Santa Joana V	49,00%	PI	105,25	30,0	-	14,1	Jan/16	Jun/14	Jun/49
(*)	UEE Santa Joana VII	49,00%	PI	105,25	30,0	-	14,8	Jan/16	Jun/14	Jun/49
(*)	UEE Santo Augusto IV	49,00%	PI	105,25	30,0	-	15,7	Jan/16	Jun/14	Jun/49
(*)	UEE Tamanduá Mirim 2	49,00%	BA	45,9	24,0	-	8,0	Mai/18	Abr/14	Jun/49
(*)	UEE Banda de Couro	49,00%	BA	103,95	29,7	-	12,9	Mai/18	Jan/15	Jul/49
(*)	UEE Baraunas II	49,00%	BA	75,6	21,6	-	7,8	Mai/18	Jan/15	Jul/49

(*)Em fase de constituição

11.2. Transmissão

11.2.1. Ativos Próprios

11.2.1.1. Linhas de Transmissão

Linhas Próprias De - Para	Total do Investimento (R$ Milhões)	Extensão da LT (km)	Tensão	Início da Operação	Término da concessão
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira Freitas II C1	65,29	145	230 kV	Fev/15	Out/38
LT 230 kV Funil/Itapebi C3	43,74	223	230 kV	Mai/15	Abr/37
LT 230 kV Jardim/Penedo C1	27,48	110	230 kV	Fev/14	Mar/38
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira Freitas II C2	41,98	152	230 kV	Fev/15	Ago/39
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	141,78	97	230 kV	Jan/15	Ago/39
LT 230 kV Paraiso/Açu II, C3	162,2	123	230 kV	Set/14	Nov/40
LT 230 kV Açu/Mossoró II, C2		69		Set/14	Nov/40
LT 230 kV João Câmara/Extremoz II		82		Fev/14	Nov/40
LT 230 kV Igaporã/B. Jesus da Lapa II	67,6	115	230 kV	Fev/14	Nov/40
LT 230 kV Sobral III/Acaraú II	52,57	97	230 kV	Set/14	Nov/40
LT 230 kV Morro do Chapéu/Irece	44,57	65	230 kV	Jan/15	Out/41
LT 230 kV Paraiso/Lagoa Nova	80,89	65	230 kV	Ago/14	Out/41
LT 230 kV Teresina II/Teresina III	42,97	26	230 kV	Dez/14	Dez/41
LT 500 kV Recife II/Suape II, C2	59,48	44	500 kV	Mar/15	Dez/41
LT 500 kV Camaçari IV/Sapeaçu	81,02	105	500 kV	Jul/15	Dez/41
LT 230 kV Sapeaçu/Sto.Antonio de Jesus		31	230 kV	Jul/15	Dez/41
LT 230 kV Jardim/ N Sra do Socorro	13,6	1	230 kV	Out/14	Mai/42
LT 230 kV Messias/ Maceió		20	230 kV	Out/14	Mai/42
LT 230 kV Camaçari/Pirajá	47,07	45	230 kV	Fev/15	Mai/42
LT 230 kV Pituaçú/Pirajá		5	230 kV	Fev/15	Mai/42
LT 230 kV Mossoró II/ Mossoró IV	81,74	40	230 kV	Jan/15	Jun/42
LT 230 kV Ceará Mirim II/Touros		56	230 kV	Jan/15	Jun/42
LT 230 kV Russas/ Banabuiu		110	230 kV	Mar/15	Jun/42
LT 230 kV Igaporã II – Igaporã III C1 e C2	77,5	4	230 kV	Dez/14	Jun/42
LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II		46	230 kV	Dez/14	Jun/42

Eletrobras Chesf

11.2.1.2. Subestações

Subestação	Total do Investimento (R$ milhões)	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
SE 230/69 kv Polo	15,34	100 MVA	BA	Abr/14	Out/40
SE 230/69 kv João Câmara SE 230/69 kv Extremoz II	*	360 MVA	RN	Fev/14 Fev/14	Nov/40
SE 230/69 kv Igaporã	*	300 MVA	BA	Fev/14	Nov/40
SE 230/69 kv Acaraú II	*	200 MVA	CE	Set/14	Nov/40
SE 230 kv Morro do Chapéu	*	150 MVA	BA	Jan/15	Out/41
SE 230 kv Lagoa Nova SE 230 kv Ibiapina	*	300 MVA 200 MVA	RN CE	Ago/14 Jan/15	Out/41
SE 230/69 kv Teresina III	*	400 MVA	PI	Dez/14	Dez/41
SE 230/69 kv N.S. Socorro SE 230/69 kv Maceió II SE 230/138 kv Poções	94,43	300 MVA 400 MVA 200 MVA	SE AL BA	Out/14 Out/14 Out/14	Mai/42
SE 230/69 kv Pirajá	30,57	360 MVA	BA	Fev/15	Nov/42
SE 230/69 kv Mirueira II SE 230/69 kv Jaboatão II	68,77	300 MVA 300 MVA	PE	Nov/14 Jun/15	Mai/42
SE 230 kv Touros SE 230 kv Mossoró	46,18	150 MVA 100 MVA	RN	Jan/15	Dez/42
SE 500/230 kv Igaporã III SE 230 kv Pindaí II	99,44	2050 MVA	BA	Dez/14	Jun/42

(*)Subestação associada a transmissão

11.2.2. SPE

11.2.2.1. Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De-Para)	Participação %	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Extensão das linhas KM	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	LT São Luiz II/ São Luiz III	49	367,9	361	156	230	Set/14	Jul/40
Extremoz Transmissora do Nordeste –ETN S.A.	LT Ceará Mirim II/João Câmara III, 500 kV.	49	365,9	28,2	64	500	Jan/15	Out/41
	LT Ceará Mirim II/ Campina III, 500 kV.				201	500		
	LT Ceará Mirim II/ Extremoz II, 230 kV.				26	230		
	LT Campina Grande III/Campina Grande II, 230 kV.				8,5	230		
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	LT Luiz Gonzaga/ Garanhuns, 500 kV	49	503,14	178,63	224	500	Jun/14	Dez/41
	LT Garanhuns/ Campina Grande III, 500 kv				190	500		
	LT Garanhuns/ Pau Ferro, 500 kV				239	500		
	LT Garanhuns/ Angelim I, 230 kV.				13	230		

11.2.2.2. Subestações

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

SE	Total do Investimento R$ milhões	Investimento Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE – Pecém II, de 500/230 kV.	*	*	3.600 MVA	CE	Out-13	Jul-40
SE – Aquiraz, de 230/69 kV.			450 MVA		Nov-13	Jul-40

(*)Subestação associada a transmissão

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

SE	Total do Investimento R$ milhões	Investimento Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE – João Câmara III, 500/138 kV.			500/138 kV	RN		
SE – Campina Grande III, 500/230 kV.	*	100,8	500/230 kV	PB	Jan-15	Out-41
SE – Ceará Mirim II, 500/230 kV.			500/230 kV	RN		

(*)Subestação associada a transmissão

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

SE	Total do Investimento R$ milhões	Investimento Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE – Garanhuns, 500/230 kV	124,69	30,46	500/230 kV	PE	Jun-14	Dez-41
SE – Pau Ferro, 500/230 kV.	94,12	22,43	500/230 kV			

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

SE	Total do Investimento R$ milhões	Investimento Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
Estação Retificadora CA/CC de 500 kV para +/- 600 kV,	1.380,1	1.223,8	3.150 MW	RO	Jun-14	Fev-39
Estação Inversora CC/CA de +/- 600 kV para 500 kV.			2.950 MW	SP		

(*) associada à linha de transmissão

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Moeda Nacional - MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexador
Eletrobras	86,2	72,6	47,6	44,0	30/09/2018	5,0 % a.a.
Eletrobras	0,3	0,3	0,3	0,2	30/05/2015	5,0 % a.a.
Eletrobras	0,2	0,2	0,2	0,2	30/05/2016	5,0 % a.a.
Eletrobras	6,3	5,9	5,5	4,9	28/02/2017	5,0 % a.a.
Eletrobras	0,4	0,4	0,4	0,4	30/12/2018	IPCA
Eletrobras	7,0	6,4	6,0	5,4	30/04/2016	5,0 % a.a.
Instituições Financeiras						
Banco do Brasil – 306.401.146	-	-	-	501,9	28/09/2018	CDI
Banco do Nordeste – Maq/Equip/Benf	318,9	308,1	291,8	281,0	30/06/2020	7,5 % a.a.
Banco do Nordeste – Finame (PSI-BK)	15,7	15,2	14,6	14,0	15/06/2020	4,5 % a.a.
Total	**435,0**	**409,1**	**366,4**	**852,0**		

Moeda Estrangeira - ME – NA

13. Contratos

13.1. Empréstimos e Financiamentos - R$ milhões

13.1.1. Controladora

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**60,2**	**183,1**	**183,0**	**180,6**	**177,5**	**67,6**	**852,0**
Geração	5,4	128,4	128,3	125,9	125,1	0	**513,1**
Transmissão	54,8	54,7	54,7	54,7	52,4	67,6	**338,9**
Comercialização							
Por credor	**60,2**	**183,1**	**183,0**	**180,6**	**177,5**	**67,6**	**852,0**
Eletrobras	12,7	12,6	12,5	10,1	7,0		**55,1**
Outros	47,5	170,5	170,5	170,5	170,5	67,6	**796,9**

13.1.2. SPE

Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**18,1**	**19,0**	**20,0**	**21,0**	**22,0**	**100,1**	**200,2**
Geração							0,0
Transmissão	18,1	19,0	20,0	21,0	22,0	100,1	**200,2**
Comercialização							0,0
Por credor	**18,1**	**19,0**	**20,0**	**21,0**	**22,0**	**100,1**	**200,2**
Banco do Nordeste do Brasil	17,5	18,4	19,4	20,4	21,4	99,3	**196,4**
Banco do Brasil	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	**3,8**

Eletrobras Chesf

Integração Transmissora de Energia S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**31**	**31**	**31**	**31**	**31**	**54,7**	**209,7**
Geração							0,0
Transmissão	31	31	31	31	31	54,7	**209,7**
Comercialização							0,0
Por credor	**31**	**31**	**31**	**31**	**31**	**54,7**	**209,7**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	31	31	31	31	31	54,7	209,7
Banco Itaú BBA							0,0
BASA							0,0
CEF							0,0
Bradesco							0,0
FNO							0,0
Notas Promissórias							0,0
Outros							0,0

Manaus Transmissora de Energia S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**28,5**	**32,5**	**38,6**	**40,2**	**41,9**	**697,7**	**879,4**
Geração							0,0
Transmissão	28,5	32,5	38,6	40,2	41,9	697,7	**879,4**
Comercialização							0,0
Por credor	**28,5**	**32,5**	**38,6**	**40,2**	**41,9**	**697,7**	**879,4**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	22,4	22,6	22,8	23	23,2	294,8	408,8
Banco Itaú BBA							0,0
BASA	6,1	9,9	15,8	17,2	18,7	402,9	470,6

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**118,7**	**116,6**	**155,3**	**176,1**	**176,1**	**1698,5**	**2.441,3**
Geração							0,0
Transmissão	118,7	116,6	155,3	176,1	176,1	1698,5	**2.441,3**
Comercialização							0,0
Por credor	**118,7**	**116,6**	**155,3**	**176,1**	**176,1**	**1698,5**	**2.441,3**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	118,7	116,6	116,6	116,6	116,6	1197,8	1.782,9
Banco Itaú BBA							0,0
BASA							0,0
CEF							0,0
Bradesco							0,0
FNO			7,3	17,6	17,6	239,3	281,8
Notas Promissórias							0,0
Outros			31,4	41,9	41,9	261,4	376,6

Eletrobras Chesf

Norte Energia S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**180,0**	**422,0**	**9.696,0**	**10.298,0**
Geração	0,0	0,0	0,0	180,0	422,0	9.696,0	10.298,0
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**180,0**	**422,0**	**9.696,0**	**10.298,0**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES				114,0	253,0	5.797,0	6.164,0
Banco Itaú BBA							0,0
BASA							0,0
CEF				52,0	131,0	3.033,0	3.216,0
Bradesco							0,0
FNO							0,0
Notas Promissórias							0,0
Outros				14,0	38,0	866,0	918,0

ESBR Participações S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**484,5**	**517,0**	**517,0**	**517,0**	**517,1**	**7.689,6**	**10.242,2**
Geração	484,5	517,0	517,0	517,0	517,1	7.689,6	10.242,2
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**484,5**	**517,0**	**517,0**	**517,0**	**517,1**	**7.689,6**	**10.242,2**
Banco do Nordeste do Brasil	11,8	11,9	11,9	11,9	11,9	175,4	**234,8**
Banco do Brasil	68,3	73,1	73,1	73,1	73,1	1.083,1	**1.443,8**
BNDES	240,8	257,0	257,0	257,0	257,1	3.836,9	5.105,8
Banco Itaú BBA	46,1	49,3	49,3	49,3	49,3	731,2	974,5
BASA							0,0
CEF	68,3	73,1	73,1	73,1	73,1	1.083,1	1.443,8
Bradesco	49,2	52,6	52,6	52,6	52,6	779,9	1.039,5
FNO							0,0
Notas Promissórias							0,0
Outros							0,0

Energética Águas da Pedra S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**34,0**	**34,0**	**33,7**	**33,4**	**33,4**	**269,9**	**438,4**
Geração	34,0	34,0	33,7	33,4	33,4	269,9	438,4
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**34,0**	**34,0**	**33,7**	**33,4**	**33,4**	**269,9**	**438,4**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	34,0	34,0	33,7	33,4	33,4	269,9	438,4
Banco Itaú BBA							0,0
BASA							0,0
CEF							0,0
Bradesco							0,0
FNO							0,0
Notas Promissórias							0,0
Outros							0,0

Eletrobras Chesf

Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**154**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**154,0**
Geração							0,0
Transmissão	154						**154,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**154**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**154,0**
Banco do Nordeste do Brasil	154						**154,0**

São Pedro do Lago S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	**5,2**	**5,0**	**5,0**	**5,0**	**5,0**	**54,3**	**79,5**
Geração	5,2	5,0	5,0	5,0	5,0	54,3	79,5
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**5,2**	**5,0**	**5,0**	**5,0**	**5,0**	**54,3**	**79,5**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	5,2	5,0	5,0	5,0	5,0	54,3	79,5

Pedra Branca S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,7	**77,4**
Geração	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,7	77,4
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**5,1**	**4,9**	**4,9**	**4,9**	**4,9**	**52,7**	**77,4**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,7	77,4

Sete Gameleiras S.A.

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total (MN + ME)
Por atividade	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,8	**77,5**
Geração	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,8	77,5
Transmissão							**0,0**
Comercialização							0,0
Por credor	**5,1**	**4,9**	**4,9**	**4,9**	**4,9**	**52,8**	**77,5**
Banco do Nordeste do Brasil							**0,0**
Banco do Brasil							**0,0**
BNDES	5,1	4,9	4,9	4,9	4,9	52,8	77,5

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1. Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	136	136	136	147
6 a 10	183	181	181	122
11 a15	54	54	54	111
16 a 20	-	-	-	-
21 a 25	183	182	151	2
mais de 25	346	346	326	382
Total	**902**	**899**	**848**	**764**

Transmissão

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	269	281	284	396
6 a 10	429	429	375	253
11 a15	95	94	146	262
16 a 20	1	2	2	2
21 a 25	222	222	178	8
mais de 25	998	995	867	732
Total	**2.014**	**2.023**	**1.852**	**1.653**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	370	368	366	378
6 a 10	405	403	378	268
11 a15	23	12	30	145
16 a 20	2	13	14	15
21 a 25	691	692	612	4
mais de 25	1.169	1.171	990	1.182
Total	**2.660**	**2.659**	**2.390**	**1.992**

14.2. Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Bahia	2.052	2.053	1.858	1.667
Pernambuco	2.795	2.796	2.569	2.156
Ceará	376	381	355	314
Piauí	353	351	308	272

14.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	3.461	3.464	3.196	2.866
Administrativo	2.115	2.117	1.894	1.543

15. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada - NA

16. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
1,15	0,29	4,85	10,44

Eletrobras
Eletronorte

Balanço Patrimonial
R$ milhões

ATIVO	CONTROLADORA 31.12.2013	CONTROLADORA 31.12.2012 (Reapresentado)	CONTROLADORA 01.01.2012 (Reapresentado)	CONSOLIDADO 31.12.2013	CONSOLIDADO 31.12.2012 (Reapresentado)	CONSOLIDADO 01.01.2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE						
Caixa e equivalentes de caixa	272.874	367.539	197.898	395.324	423.018	357.794
Títulos e valores mobiliários	1.661.925	722.818	763.401	1.661.925	722.818	763.401
Clientes	942.075	525.267	928.937	960.456	525.680	611.149
Indenização de concessões	331.364	1.225.471	-	331.364	1.225.471	-
Ativo financeiro-concessão de serviço público	93.074	189.151	554.294	271.361	189.151	554.294
Impostos e contribuições sociais	205.243	219.946	82.525	208.638	222.759	85.295
Direito de ressarcimento	199.031	222.950	399.864	199.031	222.950	405.512
Almoxarifado	57.000	57.231	51.423	57.000	57.231	53.324
Instrumentos financeiros derivativos	108.339	249.265	191.919	108.339	249.265	191.919
Outros ativos	204.280	169.442	131.003	204.288	171.659	96.148
	4.075.205	**3.949.080**	**3.301.264**	**4.397.726**	**4.010.002**	**3.118.836**
NÃO CIRCULANTE						
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO						
Títulos e valores mobiliários	205	222	950	205	222	950
Clientes	210.302	57.629	-	210.302	57.629	2.997
Indenização de concessões	193.296	527.029	-	193.296	527.029	-
Ativo financeiro-concessão de serviço público	2.697.649	2.118.248	4.010.922	4.185.989	3.928.347	5.426.476
Impostos e contribuições sociais	58.533	85.116	110.339	142.159	141.680	132.909
Instrumentos financeiros derivativos	107.816	223.099	185.031	107.816	223.099	185.031
Cauções e depósitos vinculados	290.420	534.337	446.906	298.920	536.512	448.144
Adiantamentos para futuro aumento de capital	21.618	52.216	246.162	21.618	52.216	28.833
Créditos junto à Ceron	1.325.397	1.052.533	701.577	1.325.397	1.052.533	701.577
Outros ativos	184	179	165.454	184	179	168.355
	4.905.420	**4.650.608**	**5.867.341**	**6.485.886**	**6.519.446**	**7.095.272**
INVESTIMENTOS	2.829.838	2.560.296	1.644.551	2.145.400	1.721.790	1.089.247
IMOBILIZADO	7.826.423	8.321.415	9.442.600	7.826.431	8.321.530	9.450.358
INTANGÍVEL	23.412	14.655	20.158	23.412	14.655	26.436
	15.585.093	**15.546.974**	**16.974.650**	**16.481.129**	**16.577.421**	**17.661.313**
TOTAL	**19.660.298**	**19.496.054**	**20.275.914**	**20.878.855**	**20.587.423**	**20.780.149**

Eletrobras
Eletronorte

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA 31.12.2013	CONTROLADORA 31.12.2012 (Reapresentado)	CONTROLADORA 01.01.2012 (Reapresentado)	CONSOLIDADO 31.12.2013	CONSOLIDADO 31.12.2012 (Reapresentado)	CONSOLIDADO 01.01.2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE						
Fornecedores	496.856	646.415	672.506	558.736	678.323	691.955
Financiamentos e empréstimos	461.074	457.908	387.803	505.285	512.130	495.301
Debêntures	-	-	-	12.804	1.305	-
Impostos e contribuições sociais	71.287	57.314	77.478	73.725	63.249	80.944
Remuneração aos acionistas	102.386	647	18.293	102.386	647	18.293
Obrigações estimadas	219.570	346.632	214.504	219.570	346.854	223.454
Encargos setoriais	274.576	218.610	236.379	279.396	218.610	244.713
Instrumentos financeiros derivativos	223.099	185.031	261.489	225.423	185.757	261.489
Adiantamentos de clientes	48.910	45.583	44.098	48.910	45.583	44.098
Outros passivos	365.320	354.045	385.572	365.335	354.061	128.637
	2.263.078	**2.312.185**	**2.298.122**	**2.391.570**	**2.406.519**	**2.188.884**
NÃO CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	3.724.661	4.221.480	4.283.935	4.427.367	5.052.095	4.810.174
Debêntures	-	-	-	205.878	68.015	-
Impostos e contribuições sociais	17.392	36.827	13.609	110.161	105.725	44.112
Obrigações estimadas	7.929	-	138.015	7.929	-	138.015
Provisões para riscos	587.045	941.513	915.284	587.045	941.805	927.783
Encargos setoriais	-	18.501	17.052	-	18.501	20.239
Instrumentos financeiros derivativos	107.816	223.099	185.031	195.378	252.314	185.031
Adiantamentos de clientes	776.252	830.234	879.452	776.252	830.234	879.452
Adiantamentos para futuro aumento de capital	13.330	218.104	1.127.731	13.330	218.104	1.127.731
Benefícios pós-emprego	68.822	52.312	58.535	68.822	52.312	60.234
Outros passivos	159.012	88.794	99.163	160.162	88.794	138.509
	5.462.259	**6.630.864**	**7.717.807**	**6.552.324**	**7.627.899**	**8.331.280**
	7.725.337	**8.943.049**	**10.015.929**	**8.943.894**	**10.034.418**	**10.520.164**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	11.563.279	9.326.355	8.200.406	11.563.279	9.326.355	8.200.406
Reservas de capital	-	2.011.460	2.011.460	-	2.011.460	2.011.460
Reservas de lucros	126.605	-	50.685	126.605	-	50.685
Dividendos adicionais propostos	305.053	-	50.200	305.053	-	50.200
Outros resultados abrangentes	(59.976)	(49.837)	(52.766)	(59.976)	(49.837)	(52.766)
Prejuízos acumulados	-	(734.973)	-	-	(734.973)	-
	11.934.961	**10.553.005**	**10.259.985**	**11.934.961**	**10.553.005**	**10.259.985**
TOTAL	**19.660.298**	**19.496.054**	**20.275.914**	**20.878.855**	**20.587.423**	**20.780.149**

Eletrobras
Eletronorte

Demonstração dos Resultados
Em R$ milhares

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2013	2012 (Reapresentado)	2013	2012 (Reapresentado)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.590.247**	**4.479.552**	**4.855.949**	**5.024.988**
CUSTO OPERACIONAL				
Custo com energia elétrica				
Energia elétrica comprada para revenda	(75.732)	(82.954)	(75.732)	(82.954)
Encargos de uso da rede de transmissão	(556.006)	(617.433)	(544.198)	(617.356)
	(631.738)	**(700.387)**	**(619.930)**	**(700.310)**
Custo de operação				
Pessoal, material e serviços de terceiros	(845.917)	(748.400)	(850.482)	(773.403)
Utilização de recursos hídricos	(207.335)	(199.829)	(207.335)	(199.829)
Depreciação e amortização	(420.815)	(442.520)	(420.815)	(447.558)
Outros	(15.907)	(61.014)	(16.766)	(61.007)
	(1.489.974)	**(1.451.763)**	**(1.495.398)**	**(1.481.797)**
Custo do serviço prestado a terceiros	**(22.625)**	**(15.231)**	**(22.625)**	**(15.231)**
Custo de construção	**(194.589)**	**(193.701)**	**(331.410)**	**(584.407)**
	(2.338.926)	**(2.361.082)**	**(2.469.363)**	**(2.781.745)**
LUCRO BRUTO	**2.251.321**	**2.118.470**	**2.386.586**	**2.243.243**
DESPESA OPERACIONAL	**(601.036)**	**(1.910.054)**	**(604.570)**	**(2.001.475)**
RESULTADO DO SERVIÇO	**1.650.285**	**208.416**	**1.782.016**	**241.768**
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**68.763**	**(81.627)**	**69.572**	**17.085**
RESULTADO FINANCEIRO	**(434.741)**	**(201.450)**	**(567.640)**	**(327.926)**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/13	**1.284.307**	**(74.661)**	**1.283.948**	**(69.073)**
Perda com indenizações das concessões	**-**	**(686.138)**	**-**	**(686.138)**
RESULTADO OPERACIONAL APÓS A LEI 12.783/13	**1.284.307**	**(760.799)**	**1.283.948**	**(755.211)**
Imposto de renda e contribuição social	(25.405)	11.416	(25.405)	11.416
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.414	(36.275)	9.773	(41.863)
	(15.991)	**(24.859)**	**(15.632)**	**(30.447)**
LUCRO / (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.268.316**	**(785.658)**	**1.268.316**	**(785.658)**
Resultado atribuível aos acionistas controladores	1.261.721	(781.478)	1.261.721	(781.478)
Resultado não atribuível aos acionistas controladores	6.595	(4.180)	6.595	(4.180)
Lucro / (Prejuízo) básico por ação (em reais)	**8,39**	**(5,51)**	**8,39**	**(5,51)**
Lucro / (Prejuízo) diluído por ação (em reais)	**8,38**	**(5,39)**	**8,38**	**(5,39)**

Eletrobras
Eletronorte

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhares

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2013	2012 (Reapresentado)	2013	2012 (Reapresentado)
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado antes dos impostos	**1.284.307**	**(760.799)**	**1.283.948**	**(755.211)**
Ajustes para conciliar o lucro com o caixa gerado pelas				
Depreciação e amortização	435.481	454.733	435.493	461.999
Acréscimos moratórios em faturas de energia vendida	(30.989)	(2.686)	(30.989)	(2.686)
Variação monetária ativa	(150.629)	(129.281)	(150.629)	(148.739)
Variação monetária passiva	186.677	178.063	186.677	233.628
Encargos de dívidas	323.192	346.858	388.473	422.468
Resultado de equivalência patrimonial	(68.763)	81.627	(69.572)	(17.085)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(698.280)	327.074	(698.280)	384.287
Provisões operacionais	312.072	241.322	312.247	241.164
Baixa de ativo imobilizado e intangível	24.473	126.379	24.477	126.379
Ganhos (perdas) com derivativos	178.994	(133.804)	238.938	(103.863)
Ativo Financeiro - Taxa interna de retorno (TIR)	(2.439)	(289.978)	(170.622)	(408.442)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	165.334	482.334	165.334	482.334
Perdas com renovação de concessões	-	686.138	-	686.138
Outros despesas (receitas) financeiras	34.776	36.925	46.589	36.925
Outros resultados abrangentes	(10.139)	2.929	(10.139)	2.929
	1.984.067	**1.647.834**	**1.951.945**	**1.642.225**
Variações nos ativos e passivos operacionais				
Clientes	203.336	472.420	185.368	160.020
Outros ativos	(147.266)	(320.624)	(182.608)	(342.184)
Fornecedores	(149.559)	(26.091)	(119.587)	(107.150)
Outros passivos	(780.950)	(268.242)	(773.843)	186.217
	(874.439)	**(142.537)**	**(890.670)**	**(103.097)**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**1.109.628**	**1.505.297**	**1.061.275**	**1.539.128**
Pagamento de encargos de empréstimos e financiamentos	(339.263)	(318.753)	(400.457)	(320.480)
Pagamento de encargos de IR e CS	(9.692)	(130.194)	(9.692)	(130.194)
Recebimento de indenizações das renovação de	1.311.337	-	1.311.337	-
Recebimento de receita anual permitida (RAP)	24.179	510.142	178.702	511.253
Recebimento remuneração de participações societárias	39.897	15.007	39.897	15.007
Cauções de depósitos vinculados	243.917	(21.565)	237.592	(23.387)
	1.270.375	**54.637**	**1.357.379**	**52.199**
Caixa líquido das atividades operacionais	**2.380.003**	**1.559.934**	**2.418.654**	**1.591.327**
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Financiamentos e empréstimos obtidos	96.232	166.865	127.332	377.906
Emissão de debêntures	-	-	154.632	67.158
Adiantamentos para futuro aumento de capital recebidos	-	140.753	-	140.753
Pagamento de financiamentos e empréstimos - principal	(887.495)	(355.006)	(913.479)	(363.876)
Pagamento de dividendos	-	(67.846)	-	(67.846)
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(791.263)**	**(115.234)**	**(631.515)**	**154.095**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Títulos e valores mobiliários - aplicações financeiras	(939.090)	41.311	(939.090)	41.311
Aquisição de ativo imobilizado e intangível	(128.846)	(77.839)	(128.846)	(77.882)
Aquisição de ativo financeiro	(194.589)	(193.701)	(335.017)	(584.407)
Aquisição de participações societárias	(370.430)	(1.022.091)	(361.430)	(977.424)
Aquisição de outros investimentos	(28.832)	-	(28.832)	-
Adiantamentos para futuro aumento de capital concedidos	(21.618)	(22.739)	(21.618)	(22.739)
Caixa líquido das atividades de investimento	**(1.683.405)**	**(1.275.059)**	**(1.814.833)**	**(1.621.141)**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	**(94.665)**	**169.641**	**(27.694)**	**124.281**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	367.539	197.898	423.018	357.794
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	272.874	367.539	395.324	482.075

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T13 resultado 104% inferior ao apurado no 3T13, passando de lucro de R$ 268,4 milhões no 3T13, para prejuízo de R$ 10,4 milhões no 4T13, principalmente devido aos efeitos apurados sobre os derivativos da Empresa e da investida Estação Transmissora de Energia que, no 4T13, apresentaram despesas financeiras de R$ 85,7 milhões. Além disso, no 4T13 houve reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, no montante de R$ 165,3 milhões e de provisão para contratos onerosos, de R$ 67,3 milhões.

Receita Operacional

Na geração:

O fornecimento de energia elétrica apresentou aumento de 0,7%, passando de R$ 385,0 milhões no 3T13 para R$ 387,9 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

O suprimento de energia elétrica apresentou aumento de 5,5%, passando de R$ 636,6 milhões no 3T13 para R$ 671,6 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Tucuruí, no montante de R$ 19,1 milhões, em função do aumento da demanda observada no período.

A energia elétrica comercializada no curto prazo apresentou aumento de 294,2%, passando de R$ 61,7 milhões no 3T13 para R$ 243,4 milhões no 4T13. Este desempenho favorável é explicado pelo acréscimo da garantia física, pelo acréscimo da energia secundária e, principalmente, pelo acréscimo de do valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) resultante da média ponderada na contabilização, observados no período.
A operação e manutenção de usinas apresentou redução de 1,8%, passando de R$ 3,9 milhões no 3T13 para R$ 3,8 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

Na transmissão:

A operação e manutenção de linhas de transmissão apresentou aumento de 3,4%, passando de R$ 67,0 milhões no 3T13 para R$ 69,3 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

A receita de construção apresentou redução de 30,5% passando de R$ 132,7 milhões no 3T13, para R$ 92,3 milhões no 4T13. A redução observada nesta rubrica é justificada pela diminuição no volume de obras em andamento na Empresa e pelo início das operações comerciais das investidas Rio Branco Transmissora de Energia S.A. e Estação Transmissora de Energia S.A.. Na Empresa, os principais acréscimos observados se referem às novas infraestruturas em linhas de transmissão no montante de R$ 65,2 milhões e às novas adições às linhas de transmissão em curso, de R$9,7 milhões na LT Lechuga / Jorge Teixeira e de R$ 9,8 milhões na LT Miramar Tucuruí.

A remuneração do ativo financeiro apresentou redução de 8,9%, passando de R$ 47,8 milhões no 3T13 para R$ 43,6 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

Demais receitas operacionais:

Os serviços de comunicação multimídia apresentaram redução de 5,0%, passando de R$ 19,5 milhões no 3T13 para R$ 18,5 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

As demais receitas operacionais apresentaram aumento de 12,8%, passando de R$ 35,8 milhões no 3T13 para R$ 40,4 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

Custo Operacional

O custo operacional apresentou redução de 10,9%, passando de R$ 695,3 milhões no 3T13 para R$ 619,3 milhões no 4T13. As principais contas e variações estão abaixo destacadas:

A energia elétrica comprada para revenda apresentou aumento de 3,3%, passando de R$ 19,5 milhões no 3T13, para R$ 20,2 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

Os encargos de uso da rede elétrica apresentaram redução de 0,8%, passando de R$ 131,4 milhões no 3T13, para R$ 130,4 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

Os custos com pessoal apresentaram redução de 27,6%, passando de R$ 214,9 milhões no 3T13, para R$ 155,7 milhões no 4T13. Esta redução se deve, basicamente, aos desligamentos promovidos pelos Programas de Incentivo ao Desligamento (PID), no período.
A utilização de recursos hídricos apresentou redução de 19,7% passando de R$ 38,9 milhões no 3T13, para R$ 31,2 milhões no 4T13. Essa variação não apresenta impacto significativo no resultado da Empresa.

O custo de construção apresentou redução de 29,2% passando de R$ 130,4 milhões no 3T13, para R$ 92,3 milhões no 4T13.
Os demais custos operacionais, em média, não apresentaram variações ou impactos significativos no resultado da Empresa.

Despesa Operacional

A despesa operacional apresentou aumento de 295,3%, passando de R$ 158,5 milhões no 3T13 para R$ 626,6 milhões no 4T13. As principais contas e variações estão abaixo destacadas:

A despesa com pessoal apresentou redução de 85,4%, passando de R$ 175,0 milhões no 3T13, para R$ 25,5 milhões no 4T13, principalmente devido à reclassificação das reversões de provisões referentes aos Programas de Incentivo ao Desligamento para o grupo de despesas operacionais com pessoal, no montante de R$ 135,4 milhões. Além disso, aos desligamentos promovidos pelos Programas de Incentivo ao Desligamento (PID), no período.

As provisões e reversões operacionais apresentaram aumento de 714,1%, passando de reversão de provisão, no 3T13, de R$ 55,1 milhões para provisão, no 4T13, de R$ 338,8 milhões, principalmente devido à provisão para contratos onerosos, no montante de R$ 67,3 milhões, à provisão para participações nos resultados, no montante de R$ 128,7 milhões, ao complemento de provisões para riscos, no montante de R$ 38,1 milhões. Além disso, no 4T13, a Empresa realizou reclassificação das reversões de provisões referentes aos Programas de Incentivo ao Desligamento para o grupo de despesas operacionais com pessoal, no montante de R$ 135,4 milhões.

No 4T13 houve reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, no montante de R$ 165,3 milhões referente às Usinas Hidrelétricas Samuel (R$ 102,2 milhões) e Curuá-Una (R$ 6,3 milhões) e às Usinas Termelétricas Santana (R$ 11,1 milhões) e Balbina (R$ 45,7 milhões).

As demais despesas operacionais, em média, não apresentaram variações ou impactos significativos no resultado da Empresa.

Resultado Financeiro

As receitas financeiras apresentaram aumento de 33,6%, passando de R$ 70,2 milhões no 3T13, para R$ 93,8 milhões no 4T13. Este aumento refere-se, substancialmente, ao reconhecimento de R$ 16,4 milhões referentes à atualização monetária das indenizações de concessões a receber.

As despesas financeiras apresentaram aumento de 95,4%, passando de R$ 143,7 milhões no 3T13, para R$ 280,9 milhões no 4T13. Esta variação refere-se, substancialmente, ao reconhecimento de R$ 43,3 milhões de variações monetárias e cambiais passivas a mais do que no 3T13, especialmente em função do aumento de 6,3% na cotação do dólar no período e ao resultado apurado pelos derivativos, de R$ 85,7 milhões no 4T13.

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

1.1. Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh 1T13	2T13	3T13	4T13
UHE Coaracy Nunes	78,00		152.529,95	166.802,23	161.214,37	114.564,00
Complexo de Tucuruí	8.535,00	4.140,00	12.666.669	13.427.509	7.334.793	5.761.256
UHE Samuel	216,75	92,70	188.123	210.946	115.740	206.311
UHE Curuá-Una	30,30	24,00	43.694	54.880	43.972	61.845
UTE Electron Cedida em comodato para a Amazonas Energia	121,11	-	-	-	-	-
UTE Rio Madeira	119,35	-	-	-	-	-
UTE Santana	177,74	-	102.637,71	87.479,33	166.832,84	220.875,78
UTE Rio Branco I	18,65	-	-	-	-	-
UTE Rio Branco II	32,75	-	-	-	-	-
UTE Rio Acre	45,49	-	0.00	-	0,00	0,00
UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello Cedida em comodato para a Boa Vista Energia a partir de 10 de fevereiro de 2010	85,99	-	-	-	-	-
TOTAL	**9.461,13**					

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
UHE Coaracy Nunes	AP	Out-75	Dez-42
Complexo de Tucuruí	PA	Nov-84	Jul-24
UHE Samuel	RO	Jul-89	Set-29
UHE Curuá-Una	PA	Jul-77	Jul-28
UTE Electron Cedida em comodato para a Amazonas Energia	AM	Jun-05	Jul-20
UTE Rio Madeira	RO	Abr-68	Set-18
UTE Santana	AP	Jan-93	Mai-19
UTE Rio Branco I	AC	Fev-98	Jul-20
UTE Rio Branco II	AC	Abr-81	Jul-20
UTE Rio Acre	AC	Abr-94	Out-20
UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello Cedida em comodato para a Boa Vista Energia partir de 10 de fevereiro de 2010	RR	1ª Unidade (maq. 2) dez/1990; 2ª Unidade (maq. 1) jun/1991; 3ª Unidade (maq. 3) dez/1993	Ago-24

1.2. SPE

SPE	Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh 1T13	2T13	3T13	4T13
APSA - Energia Águas Da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	261	154,9	457.808,09	502.925,36	98.980,7	273.678,53
Amapari Energia S.A.	UTE Serra do Navio	23,28	21,00	38.085,00	32.722,00	31.838,00	32.976,00

Usina	Participação %	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
EAPSA - Energia Águas da Pedra S.A. UHE Dardanelos	24,5	MT	Ago-11	Jul-42 (35 anos)
Amapari Energia S.A. UTE Serra do Navio	49	AP	Jun-08	Mai-37
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A	24,50	RN	Fev-14	Ago-45 (35 anos)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,50	RN	Fev-14	Dez-45 (35 anos)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	RN	Fev-14	Dez-45 (35 anos)

2.Energia comprada para revenda

2.1 Ativos Próprios

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	
	R$ milhões	-	-	-	
Outros	MWh	204.776,2	203.249,9	204.624,8	216.547,5
	R$ milhões	16,9	19,0	19,6	20,2

2.2.SPE – NA

3.Energia Vendida

3.1. Ativos Próprios

3.1.1. Energia vendida pelos empreendimentos não afetados pela Lei 12.783 (não oriunda das cotas)

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A	35,12	285.152,68	35,09	284.404,38	36,58	291.650,36	40,63	315.652,23
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	255,94	2.407.969,30	242,09	2.240.482,58	249,16	2.255.418,43	307,81	2,693,204,44
	B	604,43	5.676.686,12	623,49	5.819.380,36	726,36	6.264.722,16	710,64	6.192.961,92
Total	**A**	291,06	2.693.121,98	277,18	2.524.886,96	285,74	2.547.068,79	348,44	3.008.856,67
	B	604,43	5.676.686,12	623,49	5.819.380,36	726,36	6.264.722,16	710,64	6.192.961,92

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas não oriundas das cotas
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.1.2. Energia vendida pelos empreendimentos afetados pela Lei 12.783 (Regime de O&M)

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A								
	B								
Outros	A	6,95	200.587,58	2,10	166.331,23	2,72	160.884,59	2,72	114.239,21
	B								
Total	**A**	6,95	200.587,58	2,10	166.331,23	2,72	160.884,59	2,72	114.239,21
	B								

A – Venda de energia no ambiente regulado – Receitas oriundas das cotas.
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.2.SPE

Comprador	Tipo de venda	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Sistema Eletrobras	A	R$ milhões	-	-	-	-
		MWh	-	-	-	-
	B	R$ milhões	-	-	-	-
		MWh	-	-	-	-
Outros	A	R$ milhões	50,34	47,80	49,2	53,5
		MWh	332.767,86	310.591,00	311.165	333.226
	B	R$ milhões	10,47	10,79	10,81	32,73*
		MWh	36.290,00	30.808,00	30.310,00	103.017,00*
Total	**A**	**R$ milhões**	**50,34**	**47,80**	**49,2**	**53,5**
		MWh	**332.767,86**	**310.591,00**	**311.165**	**333.226**
	B	**R$ milhões**	**10,47**	**10,79**	**10,81**	**11,23**
		MWh	**36.290,00**	**30.808,00**	**30.310,00**	**31.461,00**

(*)Consideramos as Eólicas, que ainda não entraram em operação comercial [Receita/Energia destas originária de testes].

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE)

	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Venda	R$ milhões	457,542	344,778	364,948	1.124,215
	MWh	5.344.934,57	6.013.939,53	2.033.346,46	3.710.938,57
	MWmédio	2.473,362	2.753,635	920,900	1.681,440
Compra	R$ milhões	268,894	162,359	279,259	909,765
	MWh	1.007.182,32	826.029,28	3.282.194,06	6.567.945,40
	MWmédio	466,072	378,219	1.486,501	2.975,961
Líquido	R$ milhões	188,648	182,419	85,689	214,45
	MWh	4.337.752,25	5.187.910,25	-1.248.847,60	-2.857.006,83
	MWmédio	2.007,289	2.375,417	-565,601	-1.294,521

5. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Óleo Diesel Especial	litro	103.011.000	107.131.000	70.930.000	63.083.000
	R$	217.188.925,00	249.117.133,20	162.649.474,80	145.059.308,30

6. Perdas na geração - %

1T13	2T13	3T13	4T13
0,888	0,869	1,04	0,18

7. Tarifa Média – R$/MWh

7.1. Ativos Próprios – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

1T13	2T13	3T13	4T13
107,00	107,94	114,86	115,09

7.1.1 Ativos Próprios – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M

1T13	2T13	3T13	4T13
34,67	12,63	16,88	23,77

7.2 SPE

SPE	1T13	2T13	3T13	4T13
EAPSA	151,30	154,02	158,26	160,48
Amapari	288,52	350,32	356,61	356,87
Miassaba 3	-	-	-	303,02
Eolo	-	-	-	296,83
Rei dos Ventos	-	-	-	299,06

Eletrobras
Eletronorte

8. Extensão das Linhas de Transmissão – Km

8.1. Ativos Próprios

8.1.1. Linhas de Transmissão

8.1.1.1. Linhas de Transmissão – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Total Sistema Isolado	**190,2**	230		
Boa Vista- Santa Elena	190,2	230	Jun/01	Ago/21
Sistema Interligado	**130,94**			
São Luiz II - São Luiz III	35,94	230	Mai/10	Jan/43
Ribeiro Gonçalves - Balsas	95,00	230	Dez/11	Jan/39
Sub-Total 230 kV	**130,94**			
Total Sistema Interligado	**130,94**			
Total	**130,94**			

8.1.1.2. Linhas de Transmissão – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Sistema Isolado				
Sub-Total 230 kV	**190,20**			
Coaracy Nunes - Santana - C1	108,00	138	Out/75	Dez/42
Coaracy Nunes - Santana - C2	109,00	138	Fev/05	Dez/42
Santana - Portuária	4,00	138	Abr/96	Dez/42
Coaracy Nunes - Tartarugalzinho	87,00	138	Jun/00	Dez/42
Sub-Total 138 kV	**308,00**			
Santana - Macapá II	20,00	69	Nov/96	Dez/42
Santana - Equatorial	13,00	69	Ago/00	Dez/42
Tartarugalzinho - Calçoene	130,00	69	Dez/01	Dez/42
Tartarugalzinho - Amapá	17,00	69	Fev/02	Dez/42
Santana - Santa Rita	12,60	69	Dez/07	Dez/42
Equatorial - Santa Rita	5,09	69	Set/08	Dez/42
Sub-Total 69 kV	**197,69**			
Total Sistema Isolado	**695,89**			
Sistema Interligado				
Colinas - Miracema	173,97	500	Mar/99	Dez/42
Imperatriz - Colinas	342,60	500	Mar/99	Dez/42
Imperatriz – Marabá - C1	181,09	500	Abr/81	Dez/42
Imperatriz – Marabá - C2	181,82	500	Mar/88	Dez/42
Tucuruí – Marabá – C1	222,14	500	Out/81	Dez/42
Tucuruí – Marabá – C2	221,70	500	Fev/88	Dez/42
Tucuruí - Vila do Conde	327,10	500	Dez/81	Dez/42
Tucuruí (Usina) - Tucuruí (Se)	10,71	500	Nov/84 a mai/05	Jul/24
Pres. Dutra - Boa Esparança	205,39	500	Jan/00	Dez/42
Imperatriz - Pres. Dutra - C1	386,60	500	Out/82	Dez/42
Imperatriz - Pres. Dutra - C2	385,30	500	Jan/00	Dez/42
Miranda II - Pres. Dutra – C1	195,50	500	Jul/84	Dez/42
São Luiz II - Miranda II – C2	106,80	500	Mar/86	Dez/42
Sub-Total 500 kV	**3.243,32**	**500**		Dez/42
Altamira - Rurópolis	330,02	230	Out/88	Dez/42
Guamá - Utinga - C1	19,40	230	Dez/81	Dez/42
Guamá - Utinga - C2	19,40	230	Dez/81	Dez/42
Tucuruí - Altamira	317,60	230	Jun/98	Dez/42
Utinga - Castanhal	69,27	230	Dez/94	Dez/42
Castanhal - Santa Maria	25,04	230	Dez/94	Dez/42
Vila do Conde - Guamá - C1	49,30	230	Abr/81	Dez/42

Eletrobras
Eletronorte

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Vila do Conde - Guamá - C2	49,30	230	Dez/82	Dez/42
Marabá - Carajás	145,00	230	Out/04	Dez/42
Carajás - Integradora	83,00	230	Ago/08	Dez/42
Imperatriz - Porto Franco	110,10	230	Out/94	Dez/42
São Luiz II - Miranda II	105,30	230	Nov/02	Dez/42
São Luiz II - São Luiz I - C1	18,60	230	Jan/83	Dez/42
São Luiz II - São Luiz I – C2	19,00	230	Set/88	Dez/42
Miranda II - Peritoró	94,20	230	Dez/02	Dez/42
Pres. Dutra - Peritoró	115,00	230	Mar/03	Dez/42
Peritoró - Coelho Neto	223,00	230	Jul/06	Dez/42
Coelho Neto - Teresina	127,10	230	Set/06	Dez/42
São Luiz II - UTE São Luiz	0,05	230	Jan/82	Dez/42
Barra Peixe – Rondonópolis – C1	217,00	230	Out/97	Dez/42
Rondonópolis - Coxipó - C1	187,80	230	Set/88	Dez/42
Rondonópolis - Coxipó - C2	187,80	230	Jul/84	Dez/42
Coxipó - Nobres	112,41	230	Set/96	Dez/42
Nobres – Nova Mutum - C1	104,57	230	Set/96	Dez/42
Nova Mutum – Lucas do Rio Verde - C1	93,80	230	Set/96	Dez/42
Lucas do rio Verde - Sorriso C-1	52,50	230	Set/96	Dez/42
Sinop - Sorriso C-1	86,43	230	Set/96	Dez/42
Barra Peixe – Rondonópolis – C2	216,79	230	Mar/08	Dez/42
Rio Verde (C. Magalhães) - Rondonópolis	177,83	230	Jul/83	Dez/42
Jauru - Coxipó - C1	366,00	230	Jun/03	Dez/42
Jauru - Coxipó - C2	366,00	230	Jun/03	Dez/42
Abunã - Rio Branco	302,00	230	Nov/02	Dez/42
Ariquemes - Jarú	83,82	230	Set/94	Dez/42
Jarú - Ji-Paraná	80,69	230	Set/94	Dez/42
Samuel - Ariquemes	151,60	230	Ago/94	Dez/42
Samuel - Porto Velho – C1	40,55	230	Jul/89	Dez/42
Samuel - Porto Velho – C2	40,55	230	Jul/89	Dez/42
Samuel (Usina) - Samuel (SE)	2,85	230	Jul/89	Set/29
Porto Velho - Abunã	188,00	230	Mai/02	Dez/42
Ji-Paraná - Pimenta Bueno	117,80	230	Jun/08	Dez/42
Pimenta Bueno – Vilhena	160,20	230	Out/08	Dez/42
Sub-Total 230 kV	**5.256,67**			
Tucuruí-Vila - Cametá	214,21	138	Ago/98	Dez/42
Curuá-Uma - Tapajós-Celpa	68,80	138	Jan/06	Jul/28
Coxipó - São Tadeu	44,17	138	Jul/81	Dez/42
São Tadeu - Jaciara	77,92	138	Jul/81	Dez/42
Jaciara - Rondonopolis-Cemat	70,00	138	Jul/81	Dez/42
Couto Magalhães - Rondonopolis-Cemat	176,00	138	Abr/81	Dez/42
Sub-Total 138 kV	**651,10**			
Tucuruí - Tucuruí Vila	2,30	69	Jul/97	Dez/42
Tucuruí (Usina) - Tucuruí (SE)	1,40	69	Jan/80	Dez/42
Tucuruí (Usina) - Tucuruí (SE)	1,40	69	Dez/85	Dez/42
Sub-Total 69 kV	**5,10**			
Total Sistema Interligado	**9.156,19**			
Total	**9.852,08**			
Total Geral	**9.983,02**			

8.1.2. Subestações

8.1.2.1. Subestações – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
Ribeiro Gonçalves	350,00	Maranhão	04/12/11	Jan/39
Balsas	100,00	Maranhão	04/12/11	Jan/39
São Luis III	300,30	Maranhão	30/05/10	Mar/38
Miranda II (ATR1)	450,00	Maranhão	28/11/10	Jan/39
Lucas do Rio Verde (Só Autotrafo)	75,00	Mato Grosso	28/04/13	Jun/41
Nobres	200,00	Mato Grosso	20/09/13	Dez/41
Total	**1.475,30**			

8.1.2.2. Subestações – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M

	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
Altamira	120,30	Pará	06/06/98	Dez/42
Cametá	23,55	Pará	16/08/98	Dez/42
Carajás	0,30	Pará	09/11/06	Dez/42
Guamá	354,00	Pará	15/12/81	Dez/42
Marabá	1.063,80	Pará	02/10/81	Dez/42
Rurópolis	200,60	Pará	01/12/98	Dez/42
Santa Maria	500,15	Pará	06/09/95	Dez/42
Tucuruí	619,00	Pará	02/10/81	Dez/42
Transamazônica	60,30	Pará	05/12/98	Dez/42
Tucuruí-Vila	58,44	Pará	26/06/99	Dez/42
Utinga	602,00	Pará	15/12/81	Dez/42
Vila do Conde	3.549,40	Pará	15/12/81	Dez/42
São Luis I	401,73	Maranhão	01/12/82	Dez/42
São Luis II	2.079,00	Maranhão	01/12/82	Dez/42
Miranda II	500,60	Maranhão	01/06/98	Dez/42
Peritoró	300,11	Maranhão	01/12/82	Dez/42
Presidente Dutra	747,61	Maranhão	01/12/82	Dez/42
Coelho Neto	130,00	Maranhão	01/01/00	Dez/42
Imperatriz	1.842,17	Maranhão	01/12/82	Dez/42
Porto Franco	266,50	Maranhão	04/02/94	Dez/42
Colinas	1,50	Tocantins	01/03/99	Dez/42
Miracema	362,50	Tocantins	01/03/99	Dez/42
Barra do peixe	150,60	Mato Grosso	20/11/93	Dez/42
Couto Magalhães	15,11	Mato Grosso	18/10/81	Dez/42
Coxipó	571,20	Mato Grosso	15/07/87	Dez/42
Jauru	600,45	Mato Grosso	01/06/03	Dez/42
Nova Mutum	60,60	Mato Grosso	07/09/96	Dez/42
Rondonopolis	200,90	Mato Grosso	03/07/83	Dez/42
Sinop	356,00	Mato Grosso	07/09/96	Dez/42
Sorriso	60,60	Mato Grosso	07/09/96	Dez/42
Epitaciolândia	22,10	Acre	15/03/08	Dez/42
Sena Madureira	18,75	Acre	17/10/08	Dez/42
Rio Branco	422,95	Acre	15/11/12	Dez/42
Ariquemes	120,30	Rondônia	30/08/94	Dez/42
Ji-Paraná	320,60	Rondônia	29/09/94	Jan/42
Porto Velho	525,60	Rondônia	29/07/89	Dez/42
Abunã	110,60	Rondônia	08/05/02	Dez/42
Samuel	0,30	Rondônia	26/07/89	Dez/42
Pimenta Bueno	110,60	Rondônia	21/06/08	Dez/42
Vilhena	120,60	Rondônia	31/10/08	Dez/42
Jaru	30,15	Rondônia	27/09/97	Dez/42
Coaracy Nunes	40,08	Amapá	01/11/75	Dez/42
Portuária	20,05	Amapá	04/04/96	Dez/42
Amapá	10,08	Amapá	10/12/01	Dez/42
Tartarugalzinho	40,22	Amapá	20/06/00	Dez/42

	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
Calçoene	10,08	Amapá	20/05/02	Dez/42
Santana	120,45	Amapá	01/10/75	Dez/42
Santa Rita	80,03	Amapá	16/12/07	Dez/42
Equatorial	79,95	Amapá	23/08/00	Dez/42
Macapá II	53,43	Amapá	29/11/96	Dez/42
Boa Vista	201,65	Roraima	22/07/01	Dez/42
Total	**18.257,57**			
Total Geral	**19.732,87**			

8.2.SPE

8.2.1 Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De-Para)	Participação %	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
AETE - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT), SE Seccionadora Cuiabá	49	193	230	Ago-05	Fev-34
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe Nova-Serra da Mesa 2 (TO / GO)	37	695	500	Mai-08	Abr-36
BRASNORTE Transmissora de Energia S.A.	Jauru - Juba – C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), SE Juba e SE Maggi - 230/138 kV	49,71	402	230	Set-09	Mar-38
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. – TME	LT Jauru / Cuiabá, em 230 kV, Mato Grosso	49	348	500	Nov-11	Nov-39
Rio Branco Transmissora de Energia S.A. (Ações transferidas para a Eletrobrás Eletronorte-Despacho ANEEL 2350, de 01/06/2011)	Porto Velho (RO) – Abunã (RO) - Rio Branco (AC)	100,00	487	230	CE: set-12 LT: jan-13	Set-39
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Oriximiná - Silves - Lechuga (AM), SE Silves (ex-Itacoatiara) e SE Lechuga (ex-Cariri)	30,00	559	500	Mar-13	Out-38

8.2.2 Subestações

SPE	Objeto (De-Para)	Participação %	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Estação Transmissora de Energia S.A. (Ações transferidas para a Eletrobrás Eletronorte-Despacho ANEEL 3532, de 23/11/2010)	Estação Conversora 01 CA/CC, 500/±600 KV e à Estação Inversora 01 CC/CA, ±600/500 kV	100,00	-	500/ ±600	Mar-13	Fev-39

9. Perdas na transmissão - % - NA

10. Principais Investimentos da controladora – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013	Revisado 2013
Geração	**2,807**	**5,23**	**3,698**	**6,626**	**63,008**	**23,108**
UHE Coaracy 2ª Etapa	0,399	0,28	0,198	0,060	22,000	1,500
Manut.Sist. Geração	2,056	4,405	3,325	6,229	32,008	20,008
UHE Curuá-Una-Amplia	0,352	0,548	0,176	0,337	9,000	1,500
Ampl. Sist. Geração	-	-	0,000	0,000	6,900	0,100
Transmissão	**27,960**	**60,258**	**79,048**	**140,645**	**547,289**	**382,431**
ST Amapá	0,007	0,000	0,000	0,027	0,200	0,200
Reforços Melhor S Is	0,090	0,194	1,124	1,242	11,470	6,500
ST Norte/Nordeste MA	0,643	2,515	0,429	2,136	14,746	8,000
Manutenção do Sistema de Transmissão	6,899	5,896	5,976	18,207	71,500	52,000
Reforços Melhor. Sistema Interligado	20,321	51,653	71,518	119,033	442,473	315,731
Outros	**7,294**	**8,131**	**4,380**	**9,136**	**49,340**	**42,590**
Preserv. e Conserv.	5,313	4,749	3,023	2,321	32,340	25,340
Infra-estrut-Imóveis	-	-	0,000	0,000	1,050	0,500
Infra-estrut.-Móveis	0,264	0,024	0,007	0,019	1,050	0,850
Infra-estrut-Inform.	1,717	2,912	0,458	6,796	12,900	13,900
Sede Própria	-	0,446	0,892	0,000	2,000	2,000
Total	**38,061**	**73,623**	**87,126**	**156,407**	**659,637**	**448,129**

11. Investimentos Novos

11.1. Geração

11.1.1. Ativos Próprios - NA

11.1.2. SPE

SPE	Usina	Participação %	Localização (Estado)	Total do Investimento (R$ milhões)	Invest. Realizado (R$ milhões)	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A	Parque Eólico Miassaba 3	24,50	RN	263,6	251,9	68,47	22,8	Fev-14	Nov-11	Ago-45 (35 anos)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Rei dos Ventos 1	24,50	RN	226,3	217,3	58,45	21,9	Fev-14	Mai-12	Dez-45 (35 anos)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Rei dos Ventos 3	24,50	RN	226,3	218,6	60,12	21,1	Fev-14	Fev-12	Dez-45 (35 anos)
Norte Energia S.A.	UHE Belo Monte	19,98	PA	29.375,00	12.478,4	11.233	4.571	Fev-15	Jun-11	Ago-45 (35 anos)
(*)	UHE Sinop	24,50%	MT	1.804,8	400,0	-	239,8	Jan/18	Abr/14	Jan/49

11.2. Transmissão

11.2.1. Ativos Próprios

11.2.1.1. Linha de Transmissão

De - Para	Total do Investimento R$ milhões	Extensão das linhas - KM	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
Jorge Teixeira – Lechuga (AM)	35,533	30	230	Fev/14	07/40
Jorge Teixeira – Lechuga (AM) SE Lechuga (leilão 02/12	58,000	30	230	Abr/14	05/42

11.2.1.2. Subestações

SE	Total do Investimento R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE Rio Branco I – AT2 230/138/13,8KV	10.516 (base dez/2010)	55 MVA	AC	Set/13	Set - 43
SE Nobres – AT1/AT2 230/138kV	16.968 (base set/2011)	100 MVA	MT	Out/13	Out - 41
SE Sinop - AT3 230/138kV	11.937 (base jun/11)	100 MVA	MT	Set/13	Set – 43
SE Miracema TR2 500/138/13,8kV	25.6 (base dez/10)	3 x 60 MVA	MA	Out/13	Out-43

11.2.2. SPE

11.2.2.1. Linha de Transmissão

SPE	Objeto (De-Para)	Participação %	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Extensão das linhas KM	Tensão	Início da Operação	Término da Concessão
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara (SP)	24,50	2.925,9	2.503,7	2.375	±600	Ago-14	Fev-39
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Porto Velho (RO) – Samuel (RO) – Ariquemes (RO) - Ji-Paraná (RO) - Pimenta Bueno (RO) – Vilhena (RO) – Jauru (MT)	49,00	602,2	357,2	987	230	Jul-14	Nov-39
Transnorte Energia S.A.	Eng. Lechuga (AM) - Equador (RR) e Equador (RR) - Boa Vista (RR), circuito duplo e SEs Equador (RR) Boa Vista (RR)	49,00	1.072,00	71,8	715	500	LT: Jan-14 CE: Out-14	Jan-42

11.2.2.2. Subestação - NA

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Moeda Nacional – MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras ECF-1424/96	18,39	0	0	0	30/06/2018	RGR +16,95% a.a.
Eletrobras ECF-1545/97	66,68	0	0	0	30/03/2018	RGR +17,03% a.a.
Eletrobras ECF-1679/97	0,12	0	0	0	30/08/2013	RGR +11,75% a.a.
Eletrobras ECF-2092/01	232,69	227,32	218,63	213,30	30/12/2023	RGR +8,42% a.a.
Eletrobras ECF-2272/02	402,22	383,07	355,46	336,41	30/05/2018	RGR+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2273/02	93,79	88,67	81,38	76,29	30/09/2017	RGR+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2710/08	12,15	11,19	9,86	8,90	30/04/2016	RGR+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2757/09	139,01	136,38	130,91	129,22	30/06/2021	IPCA+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2758/08	27,37	26,86	25,78	25,37	30/06/2021	IPCA +7% a.a.
Eletrobras ECF-2794/09	1.765,42	1.768,81	1.747,56	1.767,68	30/12/2029	IPCA+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2785/09	35,62	34,84	33,44	0,00	30/09/2021	IPCA+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-2818/10	81,45	79,78	76,57	75,67	30/10/2021	IPCA+ 7 % a.a.
Eletrobras ECF-2894/10	369,28	41,69	0	0	30/01/2014	IPCA +7% a.a.
Eletrobras ECF-2934/11	379,85	383,83	382,27	382,81	30/06/2023	IPCA+ 7% a.a.
Eletrobras ECF-3038/13	0	73,17	74,20	72,87	30/07/2020	Selic
BNDES-03.2.782.3.1	357,38	331,63	306,19	280,74	15/09/2016	TJLP+ 3,5% a.a.
BNDES-09.02.1355.1	34,03	33,06	32,12	31,18	15/11/2024	TJLP +2,5% a.a.
BNDES-10.20.2677	11,41	11,16	10,92	10,68	15/11/2024	TJLP + 2,5 % a.a.
Banco do Brasil	9,74	9,21	8,71	8,22	01/01/2018	8,5% a.a.
Banco do Nordeste	70,73	70,48	69,57	68,57	03/06/2031	8,5% a.a.
Banco do Brasil	2,80	6,53	6,53	6,54	01/12/2026	8,5% a.a.
Banco da Amazônia	25,76	25,37	24,99	24,64	01/01/2029	8,5% a.a.
BNDES-11.2.13181.1				139,74	15/03/2027	TJPL+2,12 e 1,72 a.a

Moeda Estrangeira – ME

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras ECR-257/97 – BID	339,18	350,67	360,65	355,41	06/04/2025	US$ + 6,83% a.a.
Eletrobras ECR-259/98 – CAF	26,82	29,83	23,75	25,21	04/08/2015	Libor + 3,58% a.a.
Eletrobras ECR – 260/98 – Eximbank	153,65	152,09	156,20	145,76	06/04/2025	Yen + 2,48% a.a.
Credit Balbina 121/0111	0,01	0,00	0,00	0,00	31/12/2013	EUR + 3,5% a.a.
Credit National 121/0118	0,02	0,01	0,01	0,01	31/12/2015	EUR +3,5% a.a.
Credit National 121/0122	0,25	0,16	0,17	0,04	31/12/2016	EUR + 3,5% a.a.
D.M.L.P – Tesouro Nacional	1,24	0,89	0,92	0,47	15/04/2014	US$ + 8% a.a.

13. Contratos

13.1. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

13.1.1. Controladora

Empréstimos e Financiamento	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total (MN + ME)
Por atividade							
Geração		312,32	310,45	299,88	230,33	1.902,37	3.055,35
Transmissão		135,93	118,36	115,82	110,10	624,97	1.105,18
Comercialização		12,82	12,39				25,21
Por credor							
Eletrobras		328,42	315,90	315,83	316,32	2.331,87	3.608,34
Outros		132,65	125,30	99,87	24,1	195,48	577,40

13.1.2. SPE

Empréstimos e Financiamento (R$)	2013	2014	2015	Após 2015
Por atividade				
Geração	10.676.759.748,47	11.387.905.175,56	12.152.250.870,40	14.675.678.976,00
Transmissão	3.865.565.966,29	3.886.319.999,42	3.761.440.330,64	3.238.824.878,22
Comercialização				
Por credor				
BNDES	8.779.456.774,15	9.310.370.120,12	9.605.717.443,58	11.308.915.280,93
Outros	5.762.868.940,61	5.963.855.054,86	6.307.973.757,46	6.605.588.573,13

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1. Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	51	39	32	24
6 a 10	209	220	227	234
11 a15	18	18	17	17
16 a 20	18	18	19	18
21 a 25	142	141	134	121
mais de 25	204	205	209	187
Total	**642**	**641**	**638**	**601**

Transmissão

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	80	150	80	77
6 a 10	328	341	326	326
11 a15	58	9	56	58
16 a 20	39	16	39	40
21 a 25	175	294	167	159
mais de 25	543	434	534	447
Total	**1.223**	**1.244**	**1.202**	**1.107**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	280	111	139	102
6 a 10	315	398	454	481
11 a15	10	56	8	7
16 a 20	17	42	18	11
21 a 25	373	238	341	312
mais de 25	567	687	555	451
Total	**1.562**	**1.532**	**1.515**	**1.369**

14.2. Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Acre	147	146	143	135
Amazonas	09	09	8	10
Amapá	189	188	186	177
Maranhão	363	361	356	346
Mato Grosso	230	229	223	205
Pará	524	521	512	444
Rondônia	262	260	254	235
Roraima	51	50	49	48
São Paulo	06	07	6	35
Tocantins	61	61	60	53
Tucuruí	292	292	292	281
Distrito Federal	1.293	1.293	1.266	1.108

14.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	1.865	1.885	1.840	1.708
Administrativo	1.562	1.532	1.515	1.369

15. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada

	1T13	2T13	3T13	4T13
Operacional	396	388	398	399

16. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,23	0,13	1,00	4,43

Eletrobras
Eletronuclear

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

Ativo	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	6.917	131.354
Títulos e valores mobiliários	33.190	513.492
Clientes	107.608	475.524
Impostos e contribuições sociais	70.425	81.977
Estoque de combustível nuclear	343.730	360.751
Almoxarifado	129.133	64.925
Outros	39.165	63.872
	730.168	**1.691.895**
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Títulos e valores mobiliários	281.006	230.670
Clientes	-	400.212
Estoque de combustível nuclear	507.488	481.495
Cauções e depósitos vinculados	45.650	39.726
Outros	22.875	17.021
	857.019	**1.169.124**
Imobilizado	9.263.371	8.413.775
Intangível	48.344	34.330
	10.168.734	**9.617.229**
TOTAL DO ATIVO	**10.898.902**	**11.309.124**

Passivo	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE	-	
Fornecedores	206.545	443.648
Financiamentos e empréstimos	263.324	53.590
Impostos e contribuições sociais	67.363	111.267
Obrigações estimadas	76.878	68.001
Encargos setoriais	49.857	3.664
Benefícios pós-emprego	7.955	7.736
Outros	60.565	56.771
	732.487	**744.677**
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	91.728	546.854
Financiamentos e empréstimos	2.964.709	2.395.394
Provisões para riscos	95.004	67.359
Benefícios pós-emprego	44.135	214.078
Obrigação para desmobilização de ativos	1.136.342	988.490
Outros	-	852
	4.331.918	**4.213.027**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	6.607.258	6.607.258
Prejuízos acumulados	(758.527)	(69.992)
Outros resultados abrangentes	(14.234)	(185.846)
Lucro (prejuízo) do período		-
	5.834.497	**6.351.420**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**10.898.902**	**11.309.124**

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	2013	2012
Receita Operacional Líquida	1.717.999	2.360.036
Custo Operacional	(1.427.480)	(1.847.161)
Lucro Operacional Bruto	**290.519**	**512.875**
Despesas Operacionais	(881.159)	(389.083)
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	**(590.640)**	**123.792**
Resultado Financeiro	(72.576)	(32.420)
Resultado antes dos Impostos	**(663.216)**	**91.372**
Imposto de renda e contribuição social	(25.319)	(71.631)
Lucro/Prejuízo líquido do período	**(688.535)**	**19.741**
Resultado atribuível aos acionistas controladores	(688.535)	19.741
Lucro/prejuízo básico e diluído por ação (em reais)	(0,0264)	0,0008

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	2013	2012
Atividades Operacionais		
Lucro/prejuízo antes dos impostos	**(663.216)**	**91.372**
Ajustes na conciliação do lucro com o caixa gerado		
Depreciação de ativo imobilizado	335.488	256.608
Baixas e outros ajustes de imobilizado	435.056	(650)
Amortização do intangível	9.116	7.564
Baixas e outros ajustes de intangível	-	(129)
Baixas e atualização de depósito judicial	(2.551)	-
Consumo de matéria-prima e material do estoque	346.401	352.301
Variações monetárias e cambiais - financiamentos e empréstimos	-	4.543
Variações monetárias e cambiais - fornecedores e outras	31.966	12.634
Encargos - financiamentos e empréstimos	37.108	38.707
Rendimentos do fundo para desmobilização de ativos	(28.799)	(27.939)
Benefícios pós-emprego - provisão atuarial	48.194	19.812
Participação nos lucros e resultados	-	(10.459)
Provisão de férias	6.745	3.007
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	4.229	92.496
Ajuste a valor presente de obrigação para desmobilização de ativos	49.227	22.438
Ajuste a valor presente de contas a receber distribuidoras	(32.446)	-
Ajuste a valor presente de contas a pagar FURNAS diferencial	29.445	-
Outros ajustes	-	51.297
	605.963	**913.602**
Variação - (acréscimo) e decréscimo - nos ativos operacionais		
Clientes	800.574	(517.369)
Estoques	(419.580)	(401.388)
Impostos e taxas a recuperar - PASEP,COFINS, IRPJ, CSLL e outros	37.221	(75.243)
Fundo para desmobilização de ativos		(39.505)
Cauções e depósito vinculados	(3.373)	-
Outras variações nos ativos operacionais	28.617	(53.719)
	443.459	**(1.087.224)**
Variação - acréscimo e (decréscimo) - nos passivos operacionais		
Fornecedores	(753.640)	793.494
Impostos e taxas, exceto imposto de renda e contribuição social	(43.904)	(6.472)
Obrigações de folha de pagamento e provisão de férias	2.132	2.308
Participação nos lucros e resultados	-	10.406
Benefícios pós-emprego	(37.209)	158.292
Obrigação para desmobilização de ativos	98.625	557.340
Outros resultados abrangentes	-	(194.487)
Pagamento de dívida à entidade de previdência privada	(9.097)	(37.313)
Pagamento de IR e CSLL	(50.988)	-
Pagamento de PLR	(42.691)	-
Outras variações nos passivos operacionais	114.763	(35.332)
	(722.009)	**1.248.236**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**327.413**	**1.074.614**
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO - acréscimo e (decréscimo)		
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	739.969	735.000
Pagamento de financiamentos de natureza de curto prazo	(59.116)	(87.398)
Pagamento de IOF e encargos de dívida	(81.177)	(69.623)
Recursos provenientes das atividades de financiamentos e empréstimos	**599.676**	**577.979**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO - acréscimo e (decréscimo)		
Aquisição de ativo imobilizado	(1.512.129)	(1.394.020)
Aquisição de ativo intangível	(17.776)	(9.888)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	(409.908)	(241.763)
Resgate de títulos e valores mobiliários	888.287	-
Recursos aplicados nas atividades de investimento	**(1.051.526)**	**(1.645.671)**
AUMENTO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(124.437)**	**6.922**
- Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	131.354	124.432
- Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	6.917	131.354
AUMENTO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(124.437)**	**6.922**

Análise do Resultado

Receita - Suprimento De Energia

Com o novo modelo de comercialização da energia elétrica das Usinas Angra 1 e Angra 2 regulamentado pela ANEEL, foi estabelecida uma receita fixa de R$ 1.882,6 milhões para 2013. Essa receita é faturada em 12 parcelas mensais iguais de R$ 156,9 milhões, portanto, não há variação trimestral na receita bruta.

Além disso, no mês de setembro de 2013, foram contabilizados os ajustes na receita de energia pela Resolução Homologatória nº 1.585/2013 de 13 de agosto de 2013, totalizando um aumento de R$ 108,6 milhões na receita bruta.

No 4T13 foi contabilizado o desvio negativo de energia do ano de 2013 no valor de R$ 111 milhões a débito da receita de energia. Esse valor será devolvido para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN em doze parcelas no exercício de 2014.

Custos Operacionais

No 4T13 registrou-se um aumento do custo operacional de R$ 44 milhões em relação, passando de R$ 341,0 milhão no 3T13 para R$ 385,0 milhões no 4T13, devido a aumento da depreciação em R$ 53 milhões devido ao ajuste feito em Angra 1 em conformidade com o CPC 27.

As demais rubricas não apresentaram variações significativas.

Despesas Operacionais

No 4T13 registrou-se um aumento das despesas operacionais de R$ 605 milhões, passando de R$ 67,3 milhão no 3T13 para R$ 672,8 milhões no 4T13, devido a provisão da atualização dos valores históricos dos processos judiciais no valor de R$ 28 milhões, a provisão do *impairment* de Angra 3 no valor de R$ 533 milhões.

As demais rubricas não apresentaram variações significativas.

Resultado Financeiro:

No quarto trimestre 2013 registra-se um efeito negativo no resultado financeiro de R$ 21 milhões, passando de um ganho de R$ 1,3 milhão no 3T13 para uma despesa de R$ 20,0 milhões no 4T13, principalmetne devido a:

A rubrica Rendimentos do Fundo Financeiro do Banco o Brasil para o Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, foi o principal item que afetou essa inversão, representando uma diferença de R$ 16 milhões, devido a sua indexação ainda estar vinculação a moeda Norte Americana, com a desvalorização no quarto trimestre.

Outro fator foi a desvalorização do Real gerando um aumento da variação cambial.

Dados de Mercado

1.Ativos de Geração e Energia Gerada

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada – MWh			
			1T13	2T13	3T13	4T13
Angra I	640	509,8	355.684,06	1.241.270,79	987.649,71	1.864.013,0
Angra II	1.350	1.204,7	2.872.228,44	1.828.805,82	3.022.598,71	3.657.133,0
Total	**1.990**	**1.714,5**	**3.227.912,50**	**3.070.076,61**	**4.010.248,42**	**5.521.146,0**

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação = Vida Útil Econômica Prevista Atual
Angra I	Rio de Janeiro	01/1985	12/2024
Angra II	Rio de Janeiro	09/2000	08/2039

2.Energia comprada para revenda - NA

3.Energia Vendida

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A B	13,4	97.084,4	3,4	97.084,4	13,4	97.084,4	10,3	90.365,2
Outros	A B	457,3	3.326.201,1	457,3	3.326.201,1	457,3	3.326.201,1	349,7	3.096.007,9
Total	**A B**	**470,7**	**3.423.285,5**	**470,7**	**3.423.285,5**	**470,6**	**3.423.285,5**	**360,0**	**3.186.373,1**

A - Através de leilões
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos

4.Liquidação CCEE (Spot e MRE) - NA

5. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	1T13		2T13		3T13		4T13	
	Kg	R$ Milhões	Kg	R$ Milhões	Kg	R$ Milhões	Kg	R$ Milhões
Urânio	54.558,0	77,28	59.304,0	52,38	67.194	81,63	70.540	87,51

6. Perdas na geração - %

1T13	2T13	3T13	4T13
2,41	2,52	2,53	2,43

7. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
137,49	137,49	137,49	112,98*

*Inclui o desvio de 2013.

8. Extensão das Linhas de Transmissão - Km – NA

9. Perdas na transmissão – % - NA

10. Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Geração					
Angra 1 e 2	26,3	39,6	29,3	55,4	294,7
Angra 3	154,4	339,1	316,2	672,5	1.507,9
Outros	2,7	2,9	10,7	2,2	44,7
Total	**183,4**	**381,8**	**356,2**	**730,1**	**3.136,0**

11. Investimentos Novos

Geração

Usina	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Capacidade Instalada - MW	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
Implantação da Usina Termonuclear Angra 3	Estado do Rio de Janeiro / Município de Angra dos Reis	13.016,5 (base: Dez 2012 – Custos Diretos)	1.405 MW	1.214,2 $MW_{médios}$	05/2018	07/08	Não se aplica

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Moeda Nacional - MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento Final	Taxas e Indexadores
Eletrobras	1.089,8	1.131,9	1.100,0	1085,8	2038	Ufir + 7% a.a.
BNDES	1.371,8	1.497.5	1.670.8	1941,0	2036	TJLP + 1,72 a.a.
CEF				201,2		6,7%

Moeda Estrangeira - ME - NA

13. Contratos

13.1 Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	Após 2017
Por atividade	263,1	56,7	73,6	93,3	2741,3
Geração	263,1	56,7	73,6	93,3	2741,3
Por credor	263,1	56,7	73,6	93,3	2741,3
Eletrobras	56,6	56,7	45,4	34,2	892,9
BNDES	5,3		28,2		1848,4
CEF	201,2				

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1 Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	401	401	412	416
6 a 10	359	359	371	358
11 a15	291	291	283	289
16 a 20	169	169	156	167
21 a 25	137	137	140	137
mais de 25	511	511	505	508
Total	**1.868**	**1.868**	**1.867**	**1875**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	99	99	110	135
6 a 10	149	149	150	144
11 a15	43	43	42	40
16 a 20	9	9	6	10
21 a 25	97	97	99	77
mais de 25	288	283	285	261
Total	**685**	**680**	**692**	**667**

14.2 Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Rio de Janeiro	2.548	2.543	2.554	2537
Distrito Federal	5	5	5	5

14.3 Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	2.250	2.244	2.249	1875
Administrativo	303	304	310	667

15. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada – NA

16.Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,0043	0,0039	0,0035	0,0023

Eletrobras
Eletrosul

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	Controladora 31.12.2013	Controladora 31.12.2012 (reapresentado)	Controladora 01.01.2012 (reapresentado)	Consolidado 31.12.2013	Consolidado 31.12.2012 (reapresentado)	Consolidado 01.01.2012 (reapresentado)
CIRCULANTE						
Caixa e equivalentes de caixa	771.597	87.454	257.339	773.711	210.988	409.569
Clientes	109.700	141.835	107.185	112.048	168.112	126.530
Ativo financeiro - concessão de serviço público	59.775	16.434	118.851	62.760	52.119	147.656
Créditos indenizatórios - Lei 12.783/13	391.107	1.404.632	-	391.107	1.404.632	-
Créditos de energia renegociados - Lei 8.727/93	134.193	140.068	127.639	134.193	140.068	127.639
Dividendos a receber	3.793	23.052	10.493	2.057	1.340	2.823
Tributos a recuperar	70.078	29.582	30.983	70.082	36.038	36.711
Cauções e depósitos vinculados	25.626	5.797	2.019	25.626	5.797	2.028
Almoxarifado	35.745	32.318	30.767	35.745	32.318	30.767
Outros ativos	66.042	69.410	75.031	66.058	69.238	71.926
	1.667.656	**1.950.582**	**760.307**	**1.673.387**	**2.120.650**	**955.649**
NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Créditos indenizatórios - Lei 12.783/13	228.146	620.651	-	228.146	620.651	-
Créditos de energia renegociados - Lei 8.727/93	374.261	438.586	479.752	374.261	438.586	479.752
Tributos a recuperar	25.901	41.435	62.463	25.901	51.992	66.123
Ativo fiscal diferido, líquido	161.226	319.214	-	161.226	324.543	-
Adiantamento para aumento de capital	208.629	31.898	367.527	208.629	31.898	8.809
Ativo financeiro - concessão de serviço público	2.004.960	969.776	2.400.742	2.088.177	2.158.504	3.415.095
Cauções e depósitos vinculados	13.915	95.273	29.514	116.752	106.091	41.120
Outros ativos	33.762	41.014	16.819	29.188	53.649	12.298
	3.150.800	**2.557.847**	**3.356.817**	**3.232.280**	**3.785.914**	**4.023.197**
Investimentos	**2.524.606**	**2.547.215**	**1.348.816**	**2.468.677**	**1.461.129**	**698.292**
Imobilizado	**2.378.241**	**2.012.129**	**1.538.955**	**2.378.241**	**2.431.982**	**1.952.554**
Intangível	**164.932**	**83.274**	**79.795**	**180.261**	**188.317**	**191.415**
	8.218.579	**7.200.465**	**6.324.383**	**8.259.459**	**7.867.342**	**6.865.458**
TOTAL DO ATIVO	**9.886.235**	**9.151.047**	**7.084.690**	**9.932.846**	**9.987.992**	**7.821.107**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Controladora 31.12.2013	Controladora 31.12.2012 (reapresentado)	Controladora 01.01.2012 (reapresentado)	Consolidado 31.12.2013	Consolidado 31.12.2012 (reapresentado)	Consolidado 01.01.2012 (reapresentado)
CIRCULANTE						
Fornecedores	62.734	70.540	109.546	62.863	84.987	127.687
Financiamentos e empréstimos	382.874	180.526	149.408	389.167	270.336	189.398
Folha de pagamento	35.302	36.775	52.049	35.311	36.808	52.195
Tributos a recolher	53.277	45.329	46.324	53.476	59.238	57.419
Dividendos a pagar	62.887	15.636	24.552	63.466	16.272	24.552
Obrigações estimadas	48.760	33.170	29.918	48.791	40.335	32.008
Benefício pós-emprego	11.733	13.158	13.534	11.733	13.158	13.534
Pesquisa e desenvolvimento	31.349	26.331	29.477	32.072	29.298	31.656
Provisão para contratos onerosos	9.662	28.673	7.215	9.662	28.673	7.215
Provisões operacionais	111.283	104.901	-	111.283	104.901	-
Outros passivos	57.516	95.652	75.369	57.708	102.235	71.748
	867.377	**650.691**	**537.392**	**875.532**	**786.241**	**607.412**
NÃO CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	2.775.877	1.852.407	1.692.082	2.800.672	2.535.414	2.316.296
Tributos a recolher	72.400	109.762	136.476	72.400	109.762	136.476
Obrigações estimadas	20.638	7.212	13.604	20.638	7.212	13.604
Passivo fiscal diferido, líquido	-	-	118.001	-	-	121.073
Provisões para riscos	55.903	120.366	52.235	55.903	120.366	52.235
Benefício pós-emprego	77.766	239.011	71.574	77.766	239.011	71.574
Adiantamento para aumento de capital	59.284	554.930	1.810.793	59.284	554.930	1.833.233
Provisão para contratos onerosos	427.746	930.327	-	427.746	930.327	-
Concessões a pagar - Uso do Bem Público	22.814	26.507	21.200	22.814	26.507	21.200
Provisões operacionais	13.448	-	-	13.448	-	-
Outros passivos	48	57	55	176	4.984	2.954
	3.525.924	**3.840.579**	**3.916.020**	**3.550.847**	**4.528.513**	**4.568.645**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	4.295.250	3.740.410	1.577.686	4.295.250	3.740.410	1.577.686
Reservas de lucros	1.072.411	1.059.172	1.055.880	1.072.411	1.059.172	1.055.880
Ajuste de avaliação patrimonial	(63.387)	(186.711)	(75.940)	(63.387)	(186.711)	(75.940)
Dividendos adicionais propostos	188.660	46.906	73.652	188.660	46.906	73.652
	5.492.934	**4.659.777**	**2.631.278**	**5.492.934**	**4.659.777**	**2.631.278**
Participação de não controladores	**-**	**-**	**-**	**13.533**	**13.461**	**13.772**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**9.886.235**	**9.151.047**	**7.084.690**	**9.932.846**	**9.987.992**	**7.821.107**

Eletrobras
Eletrosul

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2013	31.12.2012 (reapresentado)	31.12.2013	31.12.2012 (reapresentado)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**943.962**	**1.151.122**	**1.059.350**	**1.485.404**
CUSTO OPERACIONAL				
Custo com energia elétrica	**(27.934)**	**(166.241)**	**(27.934)**	**(166.247)**
Energia comprada para revenda	(41.864)	(159.526)	(41.864)	(159.532)
Reversão perdas contrato oneroso	13.930	(6.715)	13.930	(6.715)
Custo de operação	**(379.077)**	**(255.117)**	**(394.872)**	**(284.723)**
Pessoal, material e serviços de terceiros	(266.116)	(224.953)	(270.070)	(230.044)
Depreciação e amortização	(79.836)	(12.245)	(89.997)	(33.994)
Taxa de fiscalização	(5.626)	-	(5.626)	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	77	(9.477)	(36)	(9.405)
Outros	(27.576)	(8.442)	(29.143)	(11.280)
Custo do serviço prestado a terceiros	**(10.633)**	**(9.405)**	**(11.082)**	**(9.405)**
Custo de construção	**(75.835)**	**(82.730)**	**(117.925)**	**(261.125)**
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	**450.483**	**637.629**	**507.537**	**763.904**
Despesas operacionais	(260.590)	(281.391)	(266.538)	(290.138)
RESULTADO DO SERVIÇO	**(189.893)**	**356.238**	**240.999**	**473.766**
Outras receitas e despesas operacionais				
Resultado de participações societárias	(1.781)	49.700	(20.778)	6.768
Resultado financeiro	(59.288)	(163.703)	(84.193)	(219.385)
Impairment	(247.578)	(149.672)	(247.578)	(149.672)
Contratos onerosos	488.601	(896.494)	488.601	(896.494)
Outras receitas/despesas, líquido	(11.796)	(14.084)	(11.796)	(15.100)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/13	**358.051**	**(818.015)**	**365.255**	**(800.117)**
Indenizações Lei 12.783/13	25.092	577.802	25.092	577.802
LUCRO OPERACIONAL	**383.143**	**(240.213)**	**390.347**	**(222.315)**
Imposto de renda e contribuição social correntes	(6.547)	(71.998)	(9.700)	(94.907)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(111.811)	378.044	(113.384)	385.733
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**264.785**	**65.833**	**267.263**	**68.511**
Atribuível a:				
Acionistas controladores	264.785	65.833	264.785	65.833
Acionistas não controladores	-	-	2.478	2.678
Número de ações ordinárias	101.117.798	90.261.115	101.117.798	90.261.115
Lucro básico por ação ordinária	2,62	0,73	2,62	0,73
Média ponderada de ações ordinárias	92.402.707	52.871.686	92.402.707	52.871.686
Lucro diluído por ação ordinária	2,87	1,25	2,87	1,25

Eletrobras
Eletrosul

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	**383.143**	**(240.213)**	**390.347**	**(222.315)**
Despesas (receitas) que não afetam o caixa				
Receita de Ativo Financeiro	(125.664)	(423.875)	(175.808)	(546.800)
Amortização de Ativo Financeiro	174.348	534.939	241.260	655.004
Depreciação e amortização	81.623	14.340	91.809	36.110
Amortização de ágio de investimentos	8.972	8.937	8.972	9.037
Variação monetária	3.734	(9.009)	4.302	(5.938)
Encargos financeiros gerados	141.341	252.082	168.205	311.950
Resultado de Participações Societárias	1.781	(49.700)	20.778	(6.768)
Ajuste a valor presente de tributos	(6.536)	(631)	(6.536)	(631)
Redução do valor recuperável de ativos (Impairment)	247.578	149.672	247.578	149.672
Indenizações Lei 12.783/13	(25.092)	(577.802)	(25.092)	(577.802)
Perdas do ativo permanente	2.824	5.147	2.824	5.981
Provisões para contingências	(19.425)	67.227	(19.425)	67.227
Provisões para crédito de liquidação duvidosa	(64)	9.477	49	9.405
Comp. Aposent. Especial/passivo atuarial	4.585	1.053	4.585	1.053
Provisão para perdas com contrato oneroso	(502.531)	903.209	(502.531)	903.209
Passivo atuarial (CVM 695)	15.997	(4.213)	15.997	(4.213)
Plano de incentivo ao desligamento	73.695	-	73.695	-
Outros	(4.164)	13.775	1.304	13.775
	73.002	**894.628**	**151.966**	**1.020.271**
(Acréscimo) decréscimo nos ativos operacionais				
Clientes	55.283	(44.907)	56.027	(51.776)
Créditos de indenização Lei 12.783/13	1.504.383	-	1.504.383	-
Créditos de energia renegociados	163.665	144.211	163.665	144.211
Tributos a recuperar	10.122	82.044	12.946	74.419
Ativo fiscal diferido	107.111	(260.043)	108.765	(265.433)
Almoxarifado	176	185	176	185
Cauções, depósitos e fundos vinculados	11.627	(69.538)	(30.490)	(68.744)
Outros créditos	13.269	(15.320)	29.626	(26.526)
	1.865.636	**(163.368)**	**1.845.098**	**(193.664)**
Acréscimo (decréscimo) nos passivos operacionais				
Fornecedores	(27.274)	(39.006)	(22.124)	(42.069)
Folha de pagamento	(1.587)	(15.274)	(1.497)	(15.387)
Tributos a recolher	(145.011)	285.222	(143.704)	285.877
Passivo fiscal diferido	-	(118.001)	-	(121.012)
Obrigações estimadas	(46.976)	(30.218)	(51.814)	(25.143)
Entidade de previdência complementar	3.767	5.180	3.767	5.180
Pesquisa e desenvolvimento	2.496	(3.146)	2.775	(2.358)
Provisionamentos operacionais	19.830	104.901	19.830	104.901
Outros passivos	(93.584)	13.405	(98.031)	15.105
	(288.339)	**203.063**	**(290.798)**	**205.094**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**2.033.442**	**694.110**	**2.096.613**	**809.386**
Pagamento de encargos financeiros	(199.064)	(138.587)	(244.520)	(176.996)
Recebimento de encargos financeiros	566	175	566	175
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(27.749)	(57.424)	(32.095)	(70.485)
Depósitos Judiciais	(26.101)	8.920	(26.101)	8.920
Caixa líquido das atividades operacionais	**1.781.094**	**507.194**	**1.794.463**	**571.000**

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T13 lucro líquido 15,0%, superior ao apurado no trimestre anterior, passando de R$ 72,8 milhões no 3T13, para R$ 83,7 milhões no 4T13, principalmente devido a reversão de provisão de contrato oneroso no valor de R$ 282,5 milhões e registro de *impairment* no valor de R$ 247,6 milhões.

Receita Operacional

Na geração:

O fornecimento de energia elétrica apresentou aumento de 40,2%, passando de R$ 69,3 milhões no 3T13, para R$ 97,1 milhões no 4T13. A variação decorre, principalmente, da entrada em operação de empreendimentos.

A receita com comercialização de energia elétrica apresentou uma redução de 66,4%, passando de R$ 5,8 milhões no 3T13, para R$ 1,9 milhões no 4T13, principalmente devido ao incremento da geração própria de energia elétrica para suprimento dos contratos de CCEAR.

A Eletrosul, devido às características dos contratos de concessão, não possui receita de construção na atividade de geração.

Na transmissão:

As receitas com sistema de transmissão (O&M e receita com ativo financeiro) apresentaram aumento de 6,7%, passando de R$ 171,3 milhões no 3T13, para R$ 182,8 milhões no 4T13, sendo que essa variação é considerada normal para o período.

A receita de construção apresentou aumento de 0,9%, passando de R$ 23,4 milhões no 3T13, para R$ 23,6 milhões no 4T13. O valor se refere a gastos incorridos com a construção de ativos de transmissão. Entretanto, cabe ressaltar que há contrapartida em Despesa de Construção, de igual valor, sendo que o reflexo no resultado com essa operação é zero.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

A energia elétrica comprada para revenda apresentou reduções constantes nos últimos trimestres, devido à entrada em operação de novos empreendimentos de geração própria, o que acarretou em menor necessidade de compra de energia para suprir os contratos do ambiente regulado.

Os encargos de uso da rede elétrica apresentaram aumento de 3,7% passando de R$ 3,2 milhões, no 3T13, para R$ 3,3 milhões, no 4T13, principalmente devido à entrada em operação comercial da PCH João Borges.

As depreciações e amortizações reduziram 6,7% passando de R$ 27,9 milhões, no 3T13, para R$ 26,0 milhões, no 4T13. No quarto trimestre houve ajuste de depreciação referente ao sistema de transmissão de conexão – demais instalações, relativas à UHE Mauá.

Os gastos com pessoal apresentaram aumento de 15,3%, passando de R$ 78,1 milhões no 3T13, para R$ 90,0 milhões no 4T13, principalmente devido a dois fatores: a) no período anterior (3T13) houve revisão de provisionamento de despesa com o Plano de Incentivo ao Desligamento – PID, com redução de R$ 12,4 milhões; e b) no 4T13 houve nova revisão desta provisão, com aumento de R$ 6,7 milhões.

Os gastos com material apresentaram aumento de 94,9%, passando de R$ 3,1 milhões no 3T13, para R$ 6,0 milhões no 4T13. A variação é considerada normal, em razão da entrada em operação de empreendimentos de geração.

Os gastos com serviços de terceiros apresentaram aumento de 55,5%, passando de R$ 18,8 milhões no 3T13, para R$ 29,3 milhões no 4T13. Esta variação decorre, principalmente, do registro de serviços de operação relativos a empreendimentos de geração e manutenção de instalações e equipamentos.

Receita (despesa) operacional

As Provisões para Contingências apresentaram decréscimo de 728,2%, passando de R$ 6,8 milhões no 3T13, para reversão de R$ 42,5 milhões no 4T13.

As Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa apresentaram redução de 102,4%, passando de reversão de R$ 0,6 milhão no 3T13, para registro de R$ 0,1 milhão no 4T13. A variação refere-se a recebimento/baixas de parte da provisão existente no terceiro trimestre de 2013, sendo o registro efetuado no quarto trimestre é considerado normal para o período.

As Reversões de Provisões para Contratos Onerosos apresentaram aumento de 288,5%, passando de reversão de R$ 72,7 milhões no 3T13, para reversão de R$ 282,5 milhões no 4T13, devido a variação registrada na provisão da UHE Jirau, decorrente da variação no valor do PLD médio histórico.

Resultado Financeiro

As receitas financeiras apresentaram aumento de 8,0%, passando de R$ 73,2 milhões no 3T13, para R$ 79,1 milhões, no 4T13, principalmente devido a variações sobre créditos indenizatórios relativos à lei 12.783/13. A correção dos créditos é realizada pelo IPCA.

As despesas financeiras apresentaram aumento de 0,4%, passando de R$ 104,7 milhões, no 3T13, para R$ 105,1 milhões, no 4T13. A variação é considerada normal, pois não houve alteração no endividamento.

Eletrobras
Eletrosul

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

1.1. Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh			
			1T13	2T13	3T13	4T13
UHE Passo São João	77,0	41,1	107.336,540	79.595,725	80.069,432	83.075,268
UHE Mauá*	177,9	96,9	207.264,842	201.572,260	199.705,930	210.512,601
UHE São Domingos	48,0	36,4	-	8.719,180	67.521,340	81.087,827
PCH Barra do Rio Chapéu	15,15	8,61	13.061,070	22.739,498	17.231,026	11.441,916
PCH João Borges	19,0	10,14	-	-	15.123,698	21.987,957
Eólica Cerro Chato I**	30	11	-	6.413,307	28.055,735	24.100,664
Eólica Cerro Chato II**	30	11	-	6.683,131	29.202,165	24.918,345
Eólica Cerro Chato III**	30	11	-	6.575,608	28.549,685	24.425,156

* Consorcio Mauá (49% Eletrosul). Os valores dizem respeito a participação da companhia no empreendimento.
** incorporada em maio de 2013 refere-se a energia gerada a partir do mês de junho como ativo próprio

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
UHE Passo São João	RS	Mar/12	Ago/41
UHE Mauá*	PR	Nov/12	Jul/42
UHE São Domingos	MS	Jun/13	Dez/37
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	Fev/13	mai/34
PCH João Borges	SC	Jul/13	Dez/35
Eólica Cerro Chato I**	RS	Nov-11	Ago-45
Eólica Cerro Chato II**	RS	Set-11	Ago-45
Eólica Cerro Chato III**	RS	Mai-11	Ago-45

* Consorcio Mauá (49% Eletrosul)
** Incorporada em amio de 2013.

1.2.SPE

SPE	Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW médio	Energia Gerada MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Eólica Cerro	Parque Eólico Cerro	30	11	21.398,700	12.749,900	-	
Eólica Cerro	Parque Eólico Cerro	30	11	21.564,400	13.769,000	-	
Eólica Cerro	Parque Eólica Cerro	30	11	21.839,200	13.176,500	-	
ESBR	UHE Jirau	3.750	2.184,6	-	-	-	95,6

* incorporada em maio de 2013 refere-se a energia gerada até o mês de maio como SPE

Usina	Participação %	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Parque Eólico Cerro Chato I	100,00	RS	Nov/11	Ago/45
Parque Eólico Cerro Chato II	100,00	RS	Set/11	Ago/45
Parque Eólica Cerro Chato III	100,00	RS	Mai/11	Ago/45
UHE Jirau	20,00	RO	Set/13	Ago/43

2. Energia comprada para revenda

2.1. Ativos Próprios

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	102.541,000	78.795,600	17.220,000	19.944,500
	R$ milhões	33,5	22,5	3,22	5,30
TOTAL	**MWh**	**102.541,000**	**78.795,600**	**17.220,000**	**19.944,500**
	R$ milhões	**33,5**	**22,5**	**3,22**	**5,30**

2.2. SPE

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-
Outros	MWh	-	-	22.031,200	70.714,000
	R$ milhões	-	-	4,48	21,67
TOTAL	**MWh**	**-**	**-**	**22.031,200**	**70.714,000**
	R$ milhões	**-**	**-**	**4,48**	**21,67**

3. Energia Vendida

3.1. Ativos Próprios

3.1.1. Energia vendida pelos empreendimentos não afetados pela Lei 12.783 (não oriunda das cotas)

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A								
	B								
Outros	A	66,80	396.476,934	74,90	410.724,920	75,00	465.188,460	99,06	481.549,73
	B								
Total	**A**	**66,80**	**396.476,934**	**74,90**	**410.724,920**	**75,00**	**465.188,460**	**99,06**	**481.549,73**
	B								

A – Venda de energia no ambiente regulado. O 4º trimestre inclui R$ 12,73 milhões relativos a recomposição de lastro da UHE São Domingos (Despacho Aneel 1.160/2013)
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais.

3.1.2. Energia vendida pelos empreendimentos afetados pela Lei 12.783 (Regime de O&M) - NA

3.2.SPE

Comprador	Tipo de venda	1T13		2T13		3T13		4T13	
		R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros*	A	10,93	72.290,000	9,65	48.180,000	0,58	6.266,400	2,17	23.049,909
	B								
Total	**A**	**10,93**	**72.290,000**	**9,65**	**48.180,000**	**0,58**	**6.266,400**	**2,17**	**23.049,909**
	B	-	-	-	-	-	-	-	-

A - Através de leilões
B - Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais
* Nos dois primeiros trimestres refere-se a subsidiárias incorporadas em maio de 2013. A partir do terceiro trimestre considera a energia vendida pela ESBR Participações – geração própria.

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE)

	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Venda*	R$ milhões	4,83	(2,80)	3,14	0,78
	MWh	41.332,285	7.343,011	12.609,781	(5.426,79)
	MWmédio	19,126	3,362	5,711	(2,459)
Compra	R$ milhões				
	MWh				
	MWmédio				
Líquido	R$ milhões	4,83	(2,80)	3,14	0,78
	MWh	41.332,285	7.343,011	12.609,781	(5.426,79)
	MWmédio	19,126	3,362	5,711	(2,459)

5. Combustível usado para produção de energia elétrica - NA

6. Perdas na geração - % - NA

7. Tarifa Média – R$/MWh

7.1. Ativos Próprios – empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

1T13	2T13	3T13	4T13
137,80	147,73	159,38	164,75

7.1.1 Ativos Próprios – empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783 – O&M - NA

7.2. SPE

1T13	2T13	3T13	4T13
151,19	151,19	93,20	94,03

8. Extensão das Linhas de Transmissão - Km

8.1. Ativos Próprios

8.1.1. Linhas de transmissão

De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Blumenau – Biguaçu /Campos Novos	359,0	525	Set/06	Mar/35
Salto Santiago/Ivaiporã	168,5	525	Out/05	Fev/34
Ivaiporã/Cascavel Oeste	203,4	525	Out/05	Fev/34
Campos Novos(SC)/Nova S. Rita(RS)	257,4	525	Mai/09	Abr/36
Sub/Total 525 kV	**988,3**			
Coletora Porto Velho / P. Velho (RO)	34,0	500/230	Ago/12	Fev/39
Sub/Total 500/230 kV	**22,0**			
Presidente Médice/Santa Cruz	237,4	230	Jan/10	Mar/38
Monte Claro /Garibaldi	33,3	230	Set/13	Out/40
Sub/Total 230 kV	**270,7**			
Total geral	**1.293,0**			

8.1.1.2. Linhas de transmissão Indenizadas

De/Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Areia/Bateias	220,3	525	Jun/00	Dez/42
Areia/Campos Novos	176,3	525	Set/82	Dez/42
Areia/Curitiba	235,2	525	Jun/00	Dez/42
Areia/Ivaiporã	173,2	525	Mai/82	Dez/42
Areia / /Segredo	57,8	525	Ago/92	Dez/42
Blumenau / /Curitiba	136,3	525	Dez/83	Dez/42
Campos Novos / /Machadinho	44,8	525	Jan/02	Dez/42
Campos Novos / /Caxias	203,3	525	Dez/01	Dez/42
Caxias / /Gravataí	78,8	525	Dez/01	Dez/42
Caxias / /Itá	256,0	525	Fev/02	Dez/42
Curitiba –Bateias	33,5	525	Jun/00	Dez/42
Itá – Nova Santa Rita	314,8	525	Abr/06	Dez/42
Gravataí – Nova Santa Rita	29,0	525	Abr/06	Dez/42
Itá / /Machadinho	64,6	525	Jan/02	Dez/42
Itá / /Salto Santiago	186,8	525	Set/87	Dez/42
Ivaiporã / /Londrina	121,9	525	Abr/88	Dez/42
Ivaiporã / /Salto Santiago	167,0	525	Mai/82	Dez/42
Ivaiporã Eletrosul / Ivaiporã Furnas	0,8	525	Set/82	Dez/42
Ivaiporã Eletrosul / Ivaiporã Furnas	0,8	525	Fev/92	Dez/42
Ivaiporã Eletrosul / Ivaiporã Furnas	0,7	525	Jun/04	Dez/42
Salto Santiago //Salto Santiago	60,9	525	Ago/92	Dez/42
Salto Santiago //Segredo	2,1	525	Ago/92	Dez/42
Areia / /Gov. Bento Munhoz	10,7	525	Set/80	Dez/42
Areia / /Gov. Bento Munhoz	10,9	525	Ago/81	Dez/42
Sub/Total 525 kV	**2.586,5**			
Anastácio – Dourados	210,9	230	Ago/94	Dez/42
Areia / Ponta Grossa Norte	181,6	230	Out/76	Dez/42
Areia / Salto Osório	160,5	230	Jan/77	Dez/42
Areia / Salto Osório	160,3	230	Dez/76	Dez/42
Areia / São Mateus do Sul	129,0	230	Jul/90	Dez/42
Assis / Londrina Copel	114,3	230	Mar/79	Dez/42
Biguaçu – Desterro	56,6	230	Dez/08	Dez/42
Biguaçu –Palhoça	20,4	230	Out/08	Dez/42
Blumenau –Jorge Lacerda B	116,4	230	Out/80	Dez/42
Biguaçu – Blumenau 2	129,5	230	Jun/79	Dez/42
Blumenau – Itajaí	37,6	230	Jan/02	Dez/42
Blumenau – Itajaí	37,6	230	Mar/02	Dez/42
Blumenau – Joinville	67,0	230	Set/79	Dez/42

De/Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Blumenau – Joinville	72,9	230	Abr/79	Dez/42
Blumenau – Palhoça	133,9	230	Jan/84	Dez/42
Campo Mourão / Apucarana	114,5	230	Fev/76	Dez/42
Campo Mourão /Maringá	79,9	230	Fev/76	Dez/42
Campo Mourão /Salto Osório	181,2	230	Fev/76	Dez/42
Campo Mourão /Salto Osório	181,3	230	Mai/76	Dez/42
Canoinhas /São Mateus do Sul	47,7	230	Fev/88	Dez/42
Cascavel /Cascavel D'Oeste	9,9	230	Abr/01	Dez/42
Cascavel D'Oeste /Guaíra	126,2	230	Abr/01	Dez/42
Caxias / Caxias 5	22,0	230	Jun/09	Dez/42
Curitiba /Joinville Norte	96,4	230	Nov/76	Dez/42
Joinville – Joinville Norte	5,3	230	Nov/76	Dez/42
Curitiba –Joinville	99,7	230	Jun/77	Dez/42
Curitiba /São Mateus do Sul	116,7	230	Jul/90	Dez/42
Dourados –Guaíra	226,5	230	Nov/91	Dez/42
Farroupilha /Caxias 5	17,9	230	Out/05	Dez/42
Monte Claro – Passo Fundo	211,5	230	Set/04	Dez/42
Farroupilha /Monte Claro	31,0	230	Set/04	Dez/42
Farroupilha /Monte Claro2	31,0	230	Set/04	Dez/42
Monte Claro – Nova Prata	30,9	230	Set/04	Dez/42
Jorge Lacerda A /Jorge Lacerda	0,8	230	Dez/79	Dez/42
Jorge Lacerda / Palhoça /	121,3	230	Ago/05	Dez/42
Jorge Lacerda / Siderópolis	49,4	230	Jun/79	Dez/42
Jorge Lacerda / Siderópolis	47,3	230	Ago/79	Dez/42
Londrina(Eletrosul) / Assis	156,6	230	Mai/05	Dez/42
Londrina(Eletrosul) / Maringá	95,1	230	Mai/05	Dez/42
Londrina – Apucarana	40,4	230	Abr/88	Dez/42
Londrina Eletrosul / Londrina Copel	31,6	230	Abr/88	Dez/42
Atlândida 2 / Osório 2	36,0	230	Mai/07	Dez/42
Passo Fundo / Nova Prata 2	199,1	230	Nov/92	Dez/42
Passo Fundo – Xanxerê	79,3	230	Mai/75	Dez/42
Passo Fundo – Xanxerê	79,2	230	Nov/79	Dez/42
Passo Fundo / Passo Fundo 1	0,45	230	Mar/73	Dez/42
Passo Fundo / Passo Fundo 2	0,45	230	Mai/73	Dez/42
Salto Osório / Pato Branco	85,9	230	Dez/79	Dez/42
Salto Osório – Xanxerê	162,0	230	Out/75	Dez/42
Salto Osório / Salto Osório	2,3	230	Nov/75	Dez/42
Siderópolis / Lajeado Grande	121,9	230	Set/03	Dez/42
Lajeado Grande / Caxias 5	65,6	230	Out/05	Dez/42
Xanxerê / Pato Branco	79,6	230	Dez/79	Dez/42
Joinville / Vega do Sul	44,9	230	Nov/02	Dez/42
Joinville / Vega do Sul	44,9	230	Nov/02	Dez/42
Gravataí 2/ / Gravataí 3	3,5	230	Nov/07	Dez/42
Complexo Industrial Automotivo Gravataí /Gravataí 3	3,5	230	Dez/07	Dez/42
Jorge Lacerda A / Jorge Lacerda B 2	1,0	230	Out/07	Dez/42
Jorge Lacerda B / Jorge Lacerda C 1	0,5	230	Fev/97	Dez/42
Jorge Lacerda B / Jorge Lacerda C 2	0,5	230	Fev/97	Dez/42
Atlântida 2/Gravataí 3	102,0	230	Abr/08	Dez/42
Sub/Total 230 kV	**4.913,2**			
Blumenau / /Ilhota	40,2	138	Out/88	Dez/42
Campo Grande / Mimoso	108,3	138	Out/83	Dez/42
Biguaçu – Camboriú – Morro do Boi	50,3	138	Fev/02	Dez/42
Biguaçu – Florianópolis	19,5	138	Fev/02	Dez/42
Campo Grande / Mimoso	108,3	138	Set/83	Dez/42
Campo Grande / Mimoso	108,3	138	Set/83	Dez/42
Dourados das Nações / Ivinhema	94,7	138	Dez/83	Dez/42
Eldorado – Guaíra	16,9	138	Out/82	Dez/42
Florianópolis / Itajaí Fazenda	71,2	138	Out/90	Dez/42
Florianópolis / Palhoça 1	9,6	138	Nov/83	Dez/42
Florianópolis / Palhoça 2	9,6	138	Nov/83	Dez/42
Gaspar / /Blumenau	20,7	138	Set/89	Dez/42
Ilhota – Picarras	14,8	138	Abr/94	Dez/42

De/Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Ilhota / Itajaí 1	7,9	138	Mar/02	Dez/42
Ilhota / Itajaí 2	7,9	138	Jan/02	Dez/42
Ilhota – Joinville	75,8	138	Jan/67	Dez/42
Itajaí / Camboriú Morro do Boi	13,3	138	Fev/02	Dez/42
Itajaí / Itajaí Fazenda	5,4	138	Mar/02	Dez/42
Ivinhema / Porto Primavera	91,0	138	Mar/82	Dez/42
Jorge Lacerda A / Imbituba	45,7	138	Out/80	Dez/42
Jorge Lacerda A / Palhoça	108,6	138	Out/83	Dez/42
Joinville / Joinville Santa Catarina	11,0	138	Out/99	Dez/42
Joinville Santa Catarina / Picarras	50,0	138	Out/99	Dez/42
Jupiá – Mimoso	218,7	138	Fev/92	Dez/42
Jupiá – Mimoso	218,7	138	Jan/82	Dez/42
Jupiá – Mimoso	218,7	138	Jan/82	Dez/42
Palhoça – Imbituba	74,0	138	Out/83	Dez/42
Anastácio / Aquidauana	11,1	138	Nov/06	Dez/42
Anastácio / Aquidauana	11,1	138	Nov/06	Dez/42
Dourados/Dourados 2	0,1	138	Jun/07	Dez/42
Sub/Total 138 kV	**1.841,4**			
Conversora de Uruguaiana / Passo de Los Libres	12,5	132	Set/94	Dez/42
Salto Osório / Salto Santiago	56,2	69	Out/78	Dez/42
Sub/Total (132 e 69 kV)	**68,7**			
Total geral	**9.409,8**			

8.1.2. Subestações

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Operação
SE – Missões	150 MVA	RS	Nov/10	Jan/39
SE – Biguaçu	1.344 MVA	SC	Abr/08	Mar/35
SE – Foz do Chapecó	100 MVA	RS	Dez/12	Out/40
SE – Caxias 6	330 MVA	RS	Ago/12	Out/40
SE – Ijuí 2	166 MVA	RS	Abr/13	Out/40
SE – Lageado Grande	75 MVA	RS	Nov/12	Out/40
SE – Nova Petrópolis 2	83 MVA	RS	Nov/12	Out/40
SE – Coletora Porto Velho	800 MVA	RO	Ago/12	Fev/39
SE Biguaçu –ampliação	150 MVA	SC	Out/12	Dez/42
SE Tapera 2 / ampliação	83 MVA	RS	Nov/12	Dez/42
SE Joinville Norte / ampliação	150 MVA	SC	Set/13	Dez/42
SE Nova Santa Rita –ampliação	672 MVA	RS	Dez/13	Dez/42
Total	**4.103 MVA**			

8.1.2.3.Subestações Indenizadas

Subestação	Capacidade de Transformação	Localização	Fim da concessão
SE - Campos Novos	2.466	SC	Dez/42
SE – Caxias	2.016	RS	Dez/42
SE – Gravataí	2.016	RS	Dez/42
SE - Nova Santa Rita	2.016	RS	Dez/42
SE – Blumenau	1.962	SC	Dez/42
SE – Curitiba	1.344	PR	Dez/42
SE – Londrina	1.344	PR	Dez/42
SE - Santo Ângelo	1.344	RS	Dez/42
SE – Biguaçu	150	SC	Dez/42
SE – Joinville	691	SC	Dez/42
SE – Areia	672	PR	Dez/42
SE – Xanxerê	600	SC	Dez/42
SE – Itajaí	525	SC	Dez/42
SE - Jorge Lacerda "A"	400	SC	Dez/42
SE - Palhoça	384	SC	Dez/42
SE - Canoinhas	375	SC	Dez/42
SE - Siderópolis	364	SC	Dez/42
SE - Assis (*)	336	SP	Dez/42
SE - Joinville Norte	300	SC	Dez/42
SE - Dourados	300	MS	Dez/42
SE - Atlântida 2	249	RS	Dez/42
SE - Caxias 5 (*)	215	RS	Dez/42
SE - Passo Fundo	168	RS	Dez/42
SE - Tapera 2	83	RS	Dez/42
SE - Gravataí 3	165	RS	Dez/42
SE - Desterro	150	SC	Dez/42
SE - Anastácio	150	MS	Dez/42
Conver. frequência de Uruquaiana	110	RS	Dez/42
SE – Ilhota	100	SC	Dez/42
Outras subestações	365	-	Dez/42
Total	**21.360**		

8.2. SPE

SPE	Objeto (De–Para)	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Etau	Linha de transmissão (Campos Novos (SC) – Barra Grande (SC) – Lagoa Vermelha (RS) – Santa Marta (RS))	188	230	Jul/05	Dez/32
Uirapuru	Linha de transmissão (Ivaiporã (PR) – Londrina (PR))	120	525	Jul/06	Mar/35

9. Perdas na transmissão - % - NA

10. Principais Investimentos da controladora– R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Geração	**27,7**	**107,7**	**50,8**	**11,8**	**236,3**
Implantação do Complexo Hidrelétrico São Bernardo	11,6	16,6	15,3	-	51,5
Implantação da Usina Hidroelétrica de Mauá	5,7	82,6	3,7	-	94,1
Implantação do Complexo Hidrelétrico São Domingos	9,2	7,5	29,0	-	48,3
Implantação do Projeto Megawatt Solar	0,5	-	2,5	3,0	8,5
Manut. Sist. de Geração de Energ. Elétrica	-	0,3	0,2	7,2	21,9
Implantação do Complexo Hidreletrico Alto da Serra com 37,0 MW e Sistema de Tramissão Associado em 138 KV, com 54	0,7	0,7	0,9	1,6	11,0
Preservação e Conservação Ambiental em Empreendimentos	-	-	-	-	1,0
Transmissão	**10,2**	**15,8**	**40,9**	46,7	**139,1**
Ampliação Sistema de Transmissão no Sul	6,7	14,2	23,6	5,8	60,7
Interligação Elétrica Brasil/ Uruguai / (Atividades Eletrosul)	1,0	1,5	16,5	18,2	46,5
Manut. Reforços e Melhorias do Sist. de Transmissão de Energ. Elétrica	2,5	0,1	0,8	0,2	6,3
Implantação da SE Foz do Chapecó	-	-	-	1,7	1,8
Implantação da LT Monte Claro / Garibaldi	-	-	-	2,8	3,0
Ampliação da SE Lajeado Grande	-	-	-	1,3	1,8
Implantação da SE Caxias 6	-	-	-	1,6	2,3
Implantação da SE Nova Petrópolis 2	-	-	-	1,4	2,0
Implantação da SE Coletora Porto Velho	-	-	-	13,7	14,7
Infraestrutura	**0,7**	**0,7**	**0,8**	**7,8**	**22,9**
Total	**38,6**	**124,2**	**92,5**	**66,3**	**398,3**

11. Investimentos Novos

11.1. Geração

11.1.1. Ativos Próprios

Usina	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Capacidade Instalada / MW	Energia Assegurada	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
PCH Santo Cristo*	SC	193,8	12,30	19,5	10,5	Abr/16	-	Jun/42
PCH Coxilha Rica**	SC	141,0	9,82	18,0	10,1	-	-	Jun/42
Megawatt Solar	SC	9,5	7,67	0,93	NA	Mai/14	Ago/12	NA

* Em fase de licença de instalação.
**Início da construção e operação indefinido em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN.

11.1.2. SPE

SPE	Usina	Participação %	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmed.)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão
ESBR Participações S/A	UHE Jirau*	20	RO	17.986,0	17.114,72	3.750	2.184,6	Set/13	Dez/09	Ago/43
Teles Pires Participações S.A.	UHE Teles Pires	24,72	MT	4.257,8	3.137,77	1.820	915,4	Abr/15	Ago/11	Jun/46
Eólica –Chuí Holding SA	Parques eólicos de Chuí I a V, (98MW) e Minuano VI e VII (46MW).	49	RS	783,59	151,86	144	59,8	Out/14	Fev/14	Mar/47
Eólica – Livramento Holding SA	Parques eólicos de Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã e Trindade	49	RS	406,4	305,46	78	38,5	Nov/13**	Jan/12	Mar/47
Eólica – Santa Vitória do Palmar SA	Parques eólicos Geribatu de I a X	49	RS	1.046,2	660,72	258	109,0	Jul/14	Nov/12	Abr/47
Hermenegildo I, II, III e Chuí IX***	Parques eólicos Verace 24 a 27, 28 a 31, 34 a 36, Chuí 9,	99,99	RS	171,7	-	202	84,0	Mar/15	Ago/14	2047
Coxilha Seca***	Coxilha Seca, Galpões e Capão do Inglês.	99,99	RS	48,0	-	48	18,7	Mar/15	Mar/14	2047

* Operação comercial da primeira unidade geradora / UG, de 75MW, conforme Despacho Aneel 3.087/13. O Empreendimeno compreende 50 UG. A previsão de término da construção é set/2016.
** Entrada em operação do primeiro parque gerador com capacidade instalada de 06 MW.
*** SPEs constituídas em jan/14, relativas ao Leikão Aneel 009/2013.

11.2. Transmissão

11.2.1. Ativos Próprios

11.2.1.1. Linhas de Transmissão

De – Para	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Extensão das linhas – KM	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
Secc. LT JLA – PAL, na SE GAROPABA	7,61	0,68	5,4	138	Prevista Dez/15	Dez/42
Secc. LT JLA – PAL, na SE PALHOÇA – PINHEIRA	5,48	0,78	3,7	138	Prevista Dez/14	Dez/42
LT Passo Fundo / Monte Claro 230Kv	9,29	2,07	11,0	230	Prevista Mar/15	Dez/42
Secc. LT 138 KV Araquari Hyosung – Joinville GM, na SE Joinville SC	3,55	0,04	1,0	138	Prevista Set/15	Dez/42

11.2.1.2. Subestações

SE	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
SE Garopaba –Implantação de dois módulos de EL	6,23	0,37	0,00	SC	Prevista Dez/15	Dez/42
SE Pinheira – Implantação de dois módulos de EL	4,91	2,18	0,00	SC	Prevista Dez/14	Dez/42
SE Nova Prata 2 – Implatação de 2 módulo de EL	9,31	2,36	0,00	RS	Prevista Mar/15	Dez/42
SE Itajaí –ampliação E /230/138/13,8 KV 75MVA	6,51	1,14	525	RS	Prevista Nov/14	Dez/42
SE Joinville Norte – Ampliação D Instalação de 2 bancos de capacitores 230kV – 2x100MVA	12,05	0,38	300	SC	Prevista Fev/15	Dez/42
SE – Foz do Chapecó Ampliação B º3 Trafo / 230/138kV	11,97	0,09	100	RS	Prevista Mai/15	Jun/41
Interligação Elétrica Brasil – Uruguai	53,33	39,44	0,00	RS	Prevista Jan/14	Dez/42
SE Alegrete–Transf. trafo /69/13,8/13,8kV 17MVA	7,56	0,44	66	RS	Prevista Dez/14	Dez/42
SE Joinville SC – Implantação de dois módulos de entrada de linha	5,13	0,02	0,00	SC	Prevista Set/15	Dez/42
Subestação Ivinhema 2 (ampliação / 230/138 kV)	26,17	-	300	MS	Prevista Mar/15	Jan/44

11.2.2. SPE

11.2.2.1. Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De/Para)	Participação %	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Extensão das linhas / KM	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão
Norte Brasil	LT Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP), em CC	24,5	2.925,98	2.503,67	2.375	± 600	Ago/14	Fev/39
Costa Oeste	LT Cascavel Oeste – Umuarama, CS	49	56,08	26,79	143	230	Mai/14	Jan/42
Marumbi	LT 525 KV Curitia / Curitiba Leste (PR)	20	54,15	14,93	28	525	Nov/14	Mai/42
Transmissora Sul Brasileira de Energia SA	LT de 230KV Nova Santa Rita – Camaquã,	80	446,76	403,19	140	230	Jan/14	Mai/42
	LT 230KV Camaquã – Quinta,				163	230		
	LT 525 KV Salto Santiago – Itá,				190	525		
	LT 525KV Itá – Nova Santa Rita				305	525		
Transmissora Sul Litorânea de Energia S/A	LT Nova santa Rita – Povo Novo, CS	51	448,48	221,63	281	525	Jun/14	Ago/42
	LT Povo Novo – Marmeleiro, CS				154	525		
	LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar				52	525		
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. *	LT Santo Ângelo/Maçambará, em 230 kV	51	176,66	-	205	230	Set/15	Jan/44
	LT Pinhalzinho/Foz do Chapecó, circuito simples, C1				40	230		
	LT Pinhalzinho/Foz do Chapecó, circuito simples, C2				40	230		

11.2.2.2. Subestações

Nome da SPE	SE	Total do Investimento R$ milhões	Invest. Realizado R$ milhões	Capacidade de Transformação	Localização	Início da Operação	Término da Concessão
Costa Oeste	Subestação Umuarama 230/138 kV – 2X150 MVA, Lote E arrematado, em 02/09/2011, no Leilão ANEEL 004/2011	22,01	12,82	300 MVA	PR	Mai/14	Jan/42
Marumbi	SE Curitiba Leste 1 banco 3x224MVA 525/230kV	56,79	12,66	672 MVA	PR	Nov/14	Mai/42
Transmissora Sul Litorânea de Energia S/A	SE Povo Novo525/230 kV, 672 MVA (4 unidades monofásicas de 224 MVA)	84,78	63,22	672 MVA	RS	Jun/14	Ago/42
	SE Marmeleiro 2 525 kV / Compensador Síncrono ±200 Mvar	175,09	47,39	200 MVA	RS	Jun/14	Ago/42
	SE Santa Vitória 2 do Palmar 525/138 kV, 75 MVA (1 unidade trifásica)	48,54	17,87	75 MVA	RS	Jun/14	Ago/42
Transmissora Sul Brasileira de Energia SA	SE Camaquã 3 230/69Kv 2x83MVA e apliações de SEs	91,06	82,17	166 MVA	RS	Jan/14	Abr/42
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. *	SE Pinhalzinho, em 230/138 kV (ATF1)	ND	-	150 MVA	RS	Set/15	Jan/44
	SE Pinhalzinho, em 230/138 kV (ATF 2 e ATF3)	ND	-	300 MVA	RS	Dez/16	Jan/44
	Ampliação da SE Santa Maria 3, 230/138 kV	ND	-	166 MVA	RS	Ago/15	Jan/44

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Moeda Nacional / MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexador
BRDE	26,5	25,8	24,9	23,9	15/05/2019	TJLP + 4,5% aa
BNDES	774,4	1.186,3	1.172,7	1.151,7	15/01/2028	Cesta de moedas + 4% aa
BNDES/Banco do Brasil	217,3	410,3	399,1	388,0	15/01/2028	TJLP + 2,65% aa
Banco do Brasil	-	-	-	250,9	15/11/2023	115% do CDI
Eletrobras	1.179,8	1.171,6	1.190,0	1.153,2	30/03/2030	RGR + juros

Moeda Estrangeira / ME

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexador
Eletrobras	34,5	38,3	179,9	191,1	30/12/2042	Euros

13. Contratos

13.1. Empréstimos e Financiamentos

13.1.1. Controladora – R$ milhões

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
Por atividade	**382,9**	**320,6**	**267,7**	**275,6**	**275,6**	**1.636,0**
Geração	161,9	135,6	113,2	116,7	116,5	691,8
Transmissão	221,0	185,0	154,5	159,3	159,0	944,2
Por credor	**382,9**	**320,6**	**267,7**	**275,6**	**275,6**	**1.636,0**
Eletrobras	215,6	138,2	85,3	93,5	97,6	714,2
Outros	167,3	182,4	182,4	182,1	178,0	921,8

13.1.2.SPE – R$ milhões

Empréstimos e Financiamento	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
Por atividade	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**1,8**
Geração						
Transmissão*	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	1,8
Por credor	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**1,8**
BRDE	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	1,8

* Considerados os empréstimos efetuados pela controlada Uirapuru Transmissora de Energia S.A.

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1. Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	9	12	11	8
6 a 10	9	13	10	8
11 a15	-	2	1	2
16 a 20	-	-	-	-
21 a 25	-	2	1	2
mais de 25	1	1	1	2
Total	**19**	**30**	**24**	**22**

Transmissão

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	157	146	124	121
6 a 10	233	235	241	227
11 a15	126	125	142	159
16 a 20	-	-	-	-
21 a 25	206	202	187	165
mais de 25	134	135	133	81
Total	**856**	**843**	**827**	**753**

Eletrobras
Eletrosul

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	220	210	192	186
6 a 10	113	121	128	121
11 a15	41	41	51	65
16 a 20	-	-	-	0
21 a 25	175	174	162	137
mais de 25	121	122	119	59
Total	**670**	**668**	**652**	**568**

14.2. Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Santa Catarina	1.116	1.113	1.097	980
Rio Grande do Sul	168	167	155	144
Paraná	166	167	164	146
Mato Grosso do Sul	69	68	61	50
Rondônia	26	26	26	23

14.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	875	873	851	775
Administrativo	670	668	652	568

15. Mão de obra Contratada Terceirizada - NA

16. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,03	0,19	1,26	7,34

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	31.12.2013	31.12.2012
ATIVO CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	17.103	26.795
Clientes	72.854	85.635
Tributos a recuperar	26.720	13.546
Direitos de ressarcimento	31.793	64.176
Almoxarifado	113.942	75.680
Outros ativos	10.962	4.391
Total do circulante	273.374	270.223
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Tributos a recuperar	19.741	9.989
Depósitos judiciais	11.954	10.927
	31.695	20.916
Imobilizado	1.570.907	1.658.058
Intangível	1.720	1.819
Total do não circulante	1.604.322	1.680.793
TOTAL DO ATIVO	**1.877.696**	**1.951.016**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE		
Fornecedores	208.185	265.967
Financiamentos e empréstimos	271.350	190.527
Tributos e contribuições sociais a recolher	9.098	12.539
Obrigações estimadas	20.442	13.542
Encargos setoriais	12.308	15.359
Provisões para contingências	23.654	21.096
Benefícios pós-emprego	3.346	119
Remuneração dos acionistas	59.687	55.152
Outros passivos	24.889	12.119
Total do circulante	632.959	586.420
NÃO CIRCULANTE		
Financiamentos e empréstimos	1.304.622	870.507
Benefícios pós-emprego	1.696	16
Adiantamento para futuro aumento de capital	6.218	160.949
Provisão para passivo atuarial	47.917	122.914
Total do não circulante	1.360.453	1.154.386
Total do passivo	1.993.412	1.740.806
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)		
Capital social	845.510	770.815
Reserva de lucros	2.596	2.596
Ajustes de avaliação patrimonial	(74.593)	(146.015)
Prejuízos acumulados	(889.229)	(417.186)
Total do patrimônio liquido (passivo a descoberto)	(115.716)	210.210
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÓNIO LIQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)	**1.877.696**	**1.951.016**

Eletrobras CGTEE

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	31.12.2013	31.12.2012
Receita operacional líquida	298.354	530.777
Custo Operacional	(513.502)	(689.458)
Custo com energia elétrica	(212.632)	(360.082)
Energia elétrica comprada para revenda	(186.395)	(335.692)
Encargos de uso da rede de transmissão	(26.237)	(24.390)
Custo de operação	(300.870)	(329.376)
Pessoal, material e serviços de terceiros	(221.144)	(234.140)
Depreciação e amortização	(69.897)	(73.071)
Combustíveis para a produção de energia	(170.908)	(162.348)
(-) Recuperação de despesas subvenção combustiveis	161.250	145.771
Outros	(171)	(5.588)
Prejuízo operacional bruto	(215.148)	(158.681)
Despesas operacionais	(93.183)	(55.474)
Resultado do serviço de energia elétrica	(308.331)	(214.155)
Outras receitas (despesas)	1.161	1.941
Resultado financeiro	(90.861)	(134.251)
Receitas financeiras	101.885	143.354
Despesas financeiras	(192.746)	(277.605)
Prejuízo operacional antes dos ajustes do ativo imobilizado	(398.031)	(346.465)
Ajustes do Ativo Imobilizado	(74.012)	(71.548)
Perdas com Valor Novo de Renovação-VNR (Lei 12.783/13)	1.095	(23.948)
Perda com Recuperabilidade de Ativos (CPC 01)	(75.107)	(47.600)
Prejuízo do exercício	(472.043)	(418.013)

Eletrobras CGTEE

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	31.12.2013	31.12.2012
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado antes dos impostos	(472.043)	(42.013)
Prejuízo do exercício	**(472.043)**	**(418.013)**
Ajustes no resultado por:		
Depreciação e amortização	76.188	79.695
Baixa de ativo imobilizado e intangível	181	1.045
Encargos financeiros	5.247	67.549
Variações monetárias e cambiais líquidas	46.251	118.194
Provisões para contingências	7.558	6.260
Perda com recuperabilidade de ativos	74.012	71.548
Avaliação atuaria!	(3.575)	(4.057)
Total de ajustes	**200.862**	**340.234**
Variações nos ativos e passivos operacionais:		
Redução em títulos e vaiares mobiliários		66.120
(Aumento) redução em clientes	12.781	(6.241)
(Aumento) redução em tributos a recuperar	(22.926)	20.610
Aumento em cauções e depósitos vinculados	(1.027)	(3.382)
(Aumento) redução em direito de ressarcimento	32.382	(20.138)
(Aumento) redução em almoxarifado	(38.262)	1.008
Aumento em outros ativos	(6.571)	(1.656)
Aumento (redução) em fornecedores	(57.782)	141.399
Redução em tributos e contribuições sociais a recolher	(3.441)	(10.711)
Aumento (redução) em obrigações estimadas	6.899	(9.516)
Aumento (redução) em encargos setoriais	(3.051)	760
Aumento em outros passivos	17.678	2.163
Total de variações	**(63.320)**	**180.416**
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	**(334.501)**	**102.637**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aquisições de ativo imobilizado	(62.957)	(97.291)
Aquisições de ativo intangível	(174)	(1.503)
Caixa liquido aplicado nas atividades de investimento	**(63.131)**	**(98.794)**
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	60.395	107.194
Ingressos de financimentos e empréstimos	473.238	769.583
Amortização de financiamentos e empréstimos	(145.693)	(858.427)
Pagamento de remuneração aos acionistas		(10)
Aquisição de ações próprias		(28)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	**387.940**	**18.312**
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	**(9.692)**	**22.155**
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	17.103	26.795
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	26.795	4.640
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	**(9.692)**	**22.155**

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T13 um prejuízo de R$ 113,9 milhões, ante um prejuízo de R$ 78,5 milhões no 3T13, representando um aumento de 45,1%. Este comportamento refere-se ao impacto do reconhecimento do impairment de R$ 74,0 milhões relativos a Usina de Candiota Fase B no 4T13.

Receita Operacional

Na geração:

O suprimento de energia elétrica no 4T13 apresentou o valor de R$ 124,3 milhões e no 3T13 o montante foi de R$ 79,3 milhões, apresentando um percentual de variação de 56,7%. O Acréscimo no trimestre resultou da atividade operacional da Candiota III (Fase C) em maior escala nos meses de outubro e novembro. Em dezembro a produção foi afetada pela parada da Unidade para manutenção preventiva de garantia.

Custo Do Serviço De Energia Elétrica

A energia elétrica comprada para revenda apresentou no 4T13 o valor de 54,5 milhões e no 3T13 o valor foi R$ 9,6 milhões, um acréscimo de 467,7% entre os períodos. Esta variação de percentual entre os trimestres ocorreu em decorrência de uma necessidade maior de compra de energia no 4T13, mais especificamente no mês de dezembro, por consequência da parada da UTE Candiota III (Fase C) para manutenção preventiva de garantia.

Os encargos de uso da rede elétrica apresentaram no 4T13 o valor de R$ 7,0 milhões, e no 3T13 o valor foi de R$ 7,0 milhões, estes gastos estão concentrados na rubrica CUS-T e CUS-D e não apresentaram variação nos trimestres.

Os gastos com combustível para produção de energia elétrica apresentaram no 4T13 o valor de R$ 35,8 milhões e no 3T13 foi de R$ 41,2 milhões, apresentando uma variação percentual entre os períodos de -15,1%. A redução no consumo de combustível é decorrente de uma produção menor no 4T13 principalmente pela parada da UTE Candiota III (Fase C) para manutenção preventiva de garantia no mês de dezembro de 2013.

O custo com depreciações e amortizações apresentou no 4T13 o valor de R$ 17,0 milhões, e no 3T13 o valor de R$ 17,5 milhões, representando uma redução de -2,9% resultante do término da vida útil depreciável de equipamentos e da venda de bens imóveis da Vila Operária em Candiota/RS.

Os gastos com pessoal no 4T13 apresentam o montante de R$ 18,3 milhões e no 3T13 o valor foi de R$ 24,7 milhões. Identifica-se uma variação entre os montantes de -25,9%. A variação verificada decorre do PID no trimestre anterior.

Os gastos com material apresentaram no 4T13 o montante de -R$ 2,6 milhões e no período do 3T13 o montante foi de R$ 20,2 milhões. A variação percentual entre os períodos é de -87,1%, onde o valor credor é resultante do resultado do inventário no 4º trimestre e uma redução no consumo dos materiais em consequência da parada para manutenção preventiva de garantia da UTE Candiota III (Fase C) em dezembro de 2013.

Os gastos com serviços de terceiros apresentaram no 4T13 um montante de R$ 32,0 milhões e no período do 3T13 o valor foi de R$ 25,7 milhões, com uma variação percentual de 24,5%. Este grupo tem seus gastos concentrados na rubrica de "Manutenção e conservação de máquinas e equipamentos de produção" e o percentual de variação é decorrente dos gastos aplicados nesta rubrica, principalmente no mês de dezembro durante a parada para manutenção preventiva de garantia da UTE Candiota III (Fase C).

O grupo de outros custos de operação no 4T13 apresentam o montante de R$ 0,3 milhões e no período do 3T13 o valor foi de R$ 3,9 milhões, a variação apresentada entre os montantes foi de -92,3%. A rubrica de recuperação de despesas provocou uma redução no valor do saldo deste grupo de gastos no 4T13.

Despesa Operacional

A despesa com pessoal apresentou no 4T13 o montante de R$ 2,7 milhões e no 3T13 o valor foi de R$ 11,0 milhões, a variação percentual entre os montantes foi de -75,5%. A variação entre os períodos decorre dos reflexos da saída de pessoal no PID em 2013, com o maior custo reconhecido no 2T13 e no 3T13.

A Despesa com depreciação e amortização apresenta no 4T13 o valor de R$ 0,3 milhão e no 3T13 o valor foi de R$ 0,3 milhão mantendo-se sem variação entre os dois períodos.

O Grupo de Outras despesas operacionais apresenta no 4T13 o montante de R$ 2,5 milhões no 3T13 o valor foi de R$ 3,9 milhões, a variação percentual entre os montantes representa (-) 35,9%. Os principais gastos neste grupo constituem-se da Taxa de Fiscalização ANEEL em 0,8 milhões, despesa com comunicação R$ 0,4 e Despesa com multas Adm R$ 1,2 milhões.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido apresenta no período do 4T13 apresenta o montante de despesa de R$ 34,0 milhões, no 3T13 o montante de despesa apresentado foi de R$ 23,0 milhões, com variação entre os períodos de 47,8%. Este acréscimo deve-se basicamente aos gastos com serviço do estoque de dívida da Companhia tomado junto à Eletrobras.

Eletrobras CGTEE

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada MWh 1T13	2T13	3T13	4T13
P. Médici (Candiota)	446	251,500	300.470	220.167	160.269	125.903
Candiota III – Fase C	350	303,500	618.460	503.545	502.163	382.844
S. Jerônimo (Candiota)	20	12,600	7.260	5.848	6.261	3.229
Nutepa (Candiota)	24	6,100	-	-	-	-
Total	**840**	**573,700**	**926.190**	**729.560**	**668.693**	**511.977**

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
P. Médici (Candiota)	RS	Jan/1974	Jul/15
Candiota III – Fase C	RS	Jan/11	Jul/41
S. Jerônimo (Candiota)	RS	Abr/1953	Jul/15
Nutepa (Candiota)	RS	Fev/1968	Jul15

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	-	-	121.440	121.385
	R$ milhões	-	-	21,81	21,80
Outros	MWh	130.404,00	78.288,00	30.504	-
	R$ milhões	42,57	23,17	3,72	-
Total	**MWh**	**130.404,00**	**78.288,00**	**151.944**	**121.385**
	R$ milhões	**42,57**	**23,17**	**25,53**	**21,80**

3. Energia Vendida

Comprador	Tipo de venda	1T13 R$ milhões	1T13 MWh	2T13 R$ milhões	2T13 MWh	3T13 R$ milhões	3T13 MWh	4T13 R$ milhões	4T13 MWh
Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	A	148,90	933.070,96	151,23	929.672,47	154,51	921.881,329	158,05	937.624,82
	B	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**A**	**148,90**	**933.070,96**	**151,23**	**929.672,47**	**154,51**	**921.880,329**	**158,05**	**937.624,82**
	B	-	-	-	-	-	-	-	-

A / Através de leilões
B / Através de contratos no mercado livre ou contratos bilaterais
(*) Dados de junho/13 são estimados

4. Liquidação CCEE (Spot e MRE)

	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Venda	R$ milhões	24,34	-	-	-
	MWh	75.995,474	-	-	-
	MWmédio	35,167	-	-	-
Compra	R$ milhões	-	13,08	5,30	18,29
	MWh	-	33.821,473	43.448,373	82.723,195
	MWmédio	-	15.486	19,894	37,465
Líquido	R$ milhões	24,34	13,08	5,30	18,29
	MWh	75.995,474	33.821,473	43.449,373	82.723,195
	MWmédio	35,167	15,486	19,894	37,465

5. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade métrica	1T13		2T13		3T13		4T13	
		Quant.	R$	Quant.	R$	Quant.	R$	Quant.	R$
Óleo Combustível	T	9.104,220	9.630.420,08	6.262,84	7.353.826,73	6.585	6.048.455,98	7.399	9.046.337,35
Óleo Diesel	L	5.700,00	-	15.200,00	31.135,68	41.300	51.092,50	30.000	60.648,00
Carvão	T	931.885,25	39.721.564,15	778.733,35	38.788.294,30	654.905	29.670.331,81	831.000	30.495.618,99

6. Perdas na geração / % (Consumo Interno Total/Geração Bruta Total)

1T13	2T13	3T13	4T13
13,88	14,21	13,52	14,9

7. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
159,58	162,48	147,46	149,48

8. Extensão das Linhas de Transmissão / Km / NA

9. Perdas na transmissão / % / NA

10. Principais Investimentos da controladora– R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Geração					
Manutenção de Sistema de Geração / MSGEE	27	3	-	1	71
Adequação Ambiental	1	1	1	3	10
Revitalização Fase A/B UPME	4	4	9	6	44
Outros	-	1	-	1	4
Total	**32**	**9**	**10**	**11**	**129**

11. Investimentos Novos – NA

12. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Moeda Nacional – MN

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras	516.202	521.952	513.547	526.116	20/12/2021	IPCA + 0,1% a.a.
Eletrobras	168.720	169.516	148.616	151.850	20/06/2016	IPCA + 0,6% a.a.
Eletrobras	98.140	99.862	95.216	98.572	20/12/2022	IPCA + 3,54% a.a.
Eletrobras	109.589	102.596	95.850	88.298	30/01/2017	0,5% a.a.
Eletrobras	10.033	10.041	10.047	9.981	30/01/2015	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	13.451	13.461	13.470	13.382	30/01/2015	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	10.350	1	-	-	30/04/2013	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	26.087	26.926	27.251	26.336	30/06/2018	0,5% a.a.
Eletrobras	46.258	52.277	55.557	55.160	30/08/2017	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	54.741	54.781	50.475	40.857	31/05/2015	Selic
Eletrobras	44.383	44.460	44.516	44.213	30/12/2015	Selic
Eletrobras	-	10.273	10.280	10.212	30/07/2017	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	30.178	30.216	30.000	30/07/2017	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	43.659	43.713	201.156	31/05/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	8.663	8.609	30/09/2015	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	42.711	42.396	30/12/2017	Selic
Eletrobras	-	-	13.220	13.130	30/07/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	43.404	43.100	31/08/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	13.335	13.335	30/09/2015	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	20.484	20.412	30/09/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	35.760	35.671	30/09/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	-	10.772	30/09/2017	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	-	26.937	30/10/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	-	25.479	30/10/2021	Selic + 0,5% a.a.
Eletrobras	-	-	-	39.998	31/12/2021	Selic + 0,5% a.a.

Moeda Estrangeira – ME – NA

13. Contratos

13.1 Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Empréstimos e Financiamento	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
Por atividade						
Geração	52.925	215.556	241.977	202.250	213.861	649.403
Por credor						
Eletrobras	52.925	215.556	241.977	202.250	213.861	649.403

13.2 Compra de Energia / NA

13.3 Venda de Energia

Contratos de Vendas de Energia	Unidade	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
Ambiente Regulado	MWh	3.708.984,00	3.708.984,00	3.708.984,00	2.841,744,00	2.557.920,00	2.557.920,00
	R$ milhões	612,57	643,34	643,34	532,33	493,17	493,17
Contratos Bilaterais	MWh	-	-	-	-	-	-
	R$ milhões	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**MWh**	**3.708.984,00**	**3.708.984,00**	**3.708.984,00**	**2.841,744,00**	**2.557.920,00**	**2.557.920,00**
	R$ milhões	**612,57**	**643,34**	**643,34**	**532,33**	**493,17**	**493,17**

14. Número de Empregados (quadro efetivo-inclui requisitados e exclui cedidos)

14.1. Por tempo

Geração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	274	279	267	275
6 a 10	118	115	116	117
11 a15	-	2	3	2
16 a 20	31	31	30	29
21 a 25	48	47	41	28
mais de 25	244	244	251	155
Total	**715**	**718**	**708**	**606**

14.2. Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Rio Grande do Sul	715	718	708	**606**

14.3.Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	571	573	556	478
Administrativo	144	145	152	128

15. Mão/de/obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	1.064	1.053	1.049	1.112

16. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,76%	0,97%	0,14%	9,77%

2. Empresas de Distribuição

Empresa	Receita Operacional Líquida		Resultado do Serviço		Lucro/Prejuízo do Exercício		EBITDA (R$ milhões)		Margem EBITDA	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Amazonas Energia	2.711	2.070	-180	-375	-1.484	-1.000	-526	-235	-19,4%	-11,4%
Distribuição Alagoas	921	890	-135	-137	-137	-117	-85	-104	-9,2%	-11,7%
Distribuição Piauí	1.019	1.183	-358	3	-428	-51	-329	19	-32,3%	1,6%
Distribuição Rondônia	1.072	989	-161	-260	-314	-206	-238	-126	-22,3%	-12,7%
Distribuição Roraima	190	192	43	-108	48	-133	52	-101	27,3%	-52,5%
Distribuição Acre	343	301	-64	-41	-154	-48	-97	13	-28,2%	4,4%

Distribuição do Sistema Eletrobras

Empresa	Extensão das Linhas de Distribuição Km	Nº de Clientes assistidos	Nº de municípios atendidos	Nº de subestações
Amazonas Energia	44.381	827.235	62	53
Distribuição Acre	17.733	231.144	22	15
Distribuição Alagoas	40.761	981.454	102	40
Distribuição Piauí	86.273	1.102.032	224	81
Distribuição Rondônia	55.760	564.892	52	57
Distribuição Roraima	3.467	97.203	1	3

Extensão das Linhas de Transmissão – Km

Empresas	Próprio (a)	SPE (b)	Agregação Física 2013	Total (a+b)
Amazonas Energia	673	-	-	673
Geradoras / Transmissoras	59.987	3.794	3.363	63.691
Total	**60.570**	**3.794**	**3.363**	**64.364**

(b) Participação da empresa no empreendimento

Capacidade Instalada - MW

Empresas	Próprio (a)	SPE (b)	Agregação Física 2013	Total (a+b)
Amazonas Energia	2.083	-	-	2.083
Distribuição Rondônia	3	-	-	3
Eletrobras	-	13	-	13
Geradoras/Transmissoras	39.543	1.345	659	40.888
Total	**41.628**	**1.358**	**659**	**42.987**

(b) Participação da empresa no empreendimento

Energia Vendida - MWh

	2013	2012
Amazonas Energia	5.843.457	5.477.377
Distribuição Acre	815.767	810.632
Distribuição Alagoas	3.190.949	3.002.729
Distribuição Piauí	2.800.824	2.627.829
Distribuição Roraima	619.300	584.244
Distribuição Rondônia	2.821.856	2.713.085
Total	**16.092.153**	**15.215.896**

Eletrobras
Amazonas Energia

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	2013	2012 (Reapresentado)	01.01.2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	84.656	390.677	94.928
Clientes	372.341	335.655	370.515
Tributos e contribuições sociais	34.063	31.789	28.795
Direito de ressarcimento	10.195.291	6.348.222	3.093.464
Estoque	141.381	77.318	57.744
Outros	152.906	102.208	99.050
	10.980.638	**7.285.869**	**3.744.496**
NÃO CIRCULANTE			
Clientes	53.619	51.317	-
Tributos e contribuições sociais	1.749.861	1.450.703	1.383.426
Cauções e depósitos judiciais	270.213	190.062	139.604
Ativo financeiro - concessões de serviço público	3.039.230	2.138.126	1.476.138
Outros	9.071	9.077	12.876
Investimentos	7.678	7.670	7.670
Intangível	194.303	629.606	630.370
Imobilizado	1.257.715	1.278.105	1.310.156
	6.581.690	**5.754.666**	**4.960.240**
TOTAL DO ATIVO	**17.562.328**	**13.040.535**	**8.704,736**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)	2013	2012 (Reapresentado)	01.01.2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE			
Fornecedores	4.841.004	3.318.298	2.999.098
Obrigação de ressarcimento	7.783.701	5.328.423	1.236.077
Financiamentos e empréstimos	472.434	270.381	102.072
Arrendamento mercantil	181.596	162.929	142.997
Encargos setoriais	-	6.352	42.012
Tributos e contribuições sociais	63.227	47.250	68.043
Obrigações estimadas	48.028	40.130	21.491
Benefício pós emprego	1.022	-	-
Outros	922.292	125.283	132.944
	14.313.304	**9.299.046**	**4.744.734**
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	599.631	-	48.038
Financiamentos e empréstimos	715.349	758.962	452.759
Arrendamento mercantil	1.891.628	1.860.104	1.775.544
Obrigações estimadas	4.849	-	-
Benefício pós emprego	1.362	11.562	-
Provisões para causas judiciais	200.135	240.650	171.141
Obrigação de ressarcimento	2.009.423	1.591.287	1.401.167
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	277.687	63.919
Concessões a pagar	295.259	279.392	300.106
Outros	23.890	21.159	35.064
	5.741.526	**5.040.803**	**4.247.738**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)			
Capital social	4.610.171	4.330.917	4.330.917
Ajuste de avaliação patrimonial	(2.409)	(13.498)	(1.647)
Prejuízos acumulados	(7.100.264)	(5.616.733)	(4.617.006)
	(2.492.502)	**(1.299.314)**	**(287.736)**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)	**17.562.328**	**13.040.535**	**8.704.736**

Demonstração do Resultado
Em R$ milhões

	2013	2012 (Reapresentado)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.711.484**	**2.070.391**
CUSTO OPERACIONAL		
Custo com Energia Elétrica	**(406.444)**	**(98.100)**
Energia elétrica comprada para revenda	(406.444)	(98.100)
Custo de Operação	**(1.161.541)**	**(1.103.753)**
Pessoal, material e serviços de terceiros	(473.350)	(442.942)
Depreciação e amortização	(143.194)	(127.978)
Utilização de recursos hídricos	(6.363)	(5.593)
Combustível para produção de energia elétrica	(3.751.983)	(3.294.316)
Recuperação de despesas - CCC	3.611.563	3.124.593
Outros	(398.214)	(357.517)
Custo de construção	**(988.576)**	**(719.202)**
LUCRO BRUTO	**154.923**	**149.336**
DESPESAS OPERACIONAIS	**(334.936)**	**(524.558)**
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	**180.404**	**(375.222)**
RESULTADO FINANCEIRO	**(803.293)**	**(631.082)**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/13	**(983.333)**	**(1.006.304)**
Ganho (perda) - Lei 12.783/13	(500.198)	6.577
RESULTADO OPERACIONAL APÓS A LEI 12.783/13	**(1.483.531)**	**(999.727)**
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	**(1.483.531)**	**(999.727)**

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	2013	2012 (Reapresentado)
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Prejuízo do exercício	**(1.483.531)**	**(999.727)**
Ajustes p/ reconciliar o prejuízo com o caixa gerado pelas operações		
Depreciação e amortização	154.067	133.551
Encargos financeiros	95.275	63.300
Variação monetária e cambial líquida	(1.308)	(1.084)
Acréscimo moratório sobre energia vendida	(66.219)	(37.497)
Atualização monetária do adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC	1.567	5.428
Atualização monetária da selic	11.810	15.487
Atualização monetária dos depósitos judiciais	(35.335)	(21.439)
Baixa de depósitos judiciais	12.255	16.120
Encargos financeiros do arrendamento financeiro	379.771	412.152
AVP - Avaliação atuarial	891	(290)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	39.427	86.872
Constituição de provisão para causas judiciais	(22.407)	61.670
Baixa de ativo financeiro concessão	66.316	36.771
Baixa de ativo intangível	58.981	-
Baixa de ativo imobilizado	3.412	6
Baixa de investimento	2	-
Valor Novo de Reposição - VNR	500.198	(6.577)
Reversão de contrato oneroso	15.867	-
Provisão para perda na alienação de bens	-	24.863
Provisão para perda com prescrição de créditos tributários	-	35.976
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de créditos tributários (impairment)	(92.528)	92.528
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos (impairment)	(256.210)	(522)
	(617.699)	**(82.412)**
Variações no Ativo Circulante		
Clientes	(9.894)	(14.515)
Estoque	(64.063)	(44.437)
Tributos e contribuições sociais	(2.274)	(2.994)
Direito de ressarcimento	(3.847.069)	(3.254.758)
Outros	(49.390)	(2.074)
	(3.972.690)	**(3.318.778)**
Variações no Ativo Não Circulante		
Clientes	(2.302)	(51.317)
Tributos e contribuições sociais	(206.630)	(195.781)
Outros	6	3.799
	(208.926)	**(243.299)**
Variações no Passivo Circulante		
Fornecedores	1.522.706	319.200
Obrigação de ressarcimento	2.455.278	4.092.346
Arrendamento mercantil	18.667	19.932
Tributos e contribuições sociais	15.977	(20.793)
Encargos setoriais	(6.352)	(35.660)
Obrigações estimadas	7.898	18.639
Benefício pós emprego	1.022	-
Outros	797.009	(7.661)
	4.812.205	**4.386.003**
Variações no Passivo Não Circulante		
Fornecedores	599.631	(48.038)
Obrigação de ressarcimento	406.326	174.633
Arrendamento mercantil	(348.247)	(327.592)
Provisões para causas judiciais	(18.108)	7.839
Obrigações estimadas	4.849	-
Obrigações especiais - ativo financeiro concessão	75.791	48
Obrigações especiais - ativo intangível	2.432	4
Outros	2.731	(13.905)
	725.405	**(207.011)**
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais		
Pagamento de encargos financeiros	(93.525)	(42.287)
Depósitos judiciais	(57.071)	(45.139)

	2013	2012 (Reapresentado)
CAIXA LÍQUIDO (APLICADO NAS) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**587.699**	**447.077**
Fluxo de Caixa das Atividades de Investimento		
Aquisição de investimentos em participações societárias	(10)	-
Aquisição de Ativo financeiro - concessão	(956.994)	(688.005)
Aquisição de ativo imobilizado	(47.636)	(40.227)
Aquisição de ativo intangível	(14.920)	(8.452)
Aquisição de ativo intangível - concessão	(30.850)	(76.483)
CAIXA LÍQUIDO APLICADOS NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS	**(1.050.410)**	**(813.167)**
Fluxo de Caixa das Atividades de Financiamento		
Recebimento de recursos destinados a aumento de capital	-	208.340
Empréstimos e financiamentos obtidos	329.924	549.454
Pagamentos de empréstimos e financiamentos	(173.234)	(95.955)
CAIXA LÍQUIDO APLICADO DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**156.690**	**661.839**
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(306.021)**	**295.749**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	390.677	94.928
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	84.656	390.677

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T13 um prejuízo 198,9% superior ao 3T13, passando de R$ 287,6 milhões no 3T13, para R$ 859,7 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento de algumas rubricas, Pessoal, Energia Elétrica Comprada para Revenda, Provisões – PIE´s, Multas ANEEL, Provisão para Perda na alienação de bens e Perdas efetivas na alienação de bens e ao lançamento do Valor Novo de Reposição (VNR), conforme detalhado abaixo:

Receita Operacional

O fornecimento de energia elétrica apresentou aumento de 21,2%, passando de R$ 504,7 milhões no 3T13, para R$ 611,7 milhões no 4T13, devido à receita da energia comercializada na CCEE ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

A receita de construção apresentou aumento de 42,6%, passando de R$ 194,0 milhões no 3T13, para R$ 276,6 milhões no 4T13, principalmente devido à construção da usina a gás Mauá 3 de 600w. Cabe destacar que esta rubrica se anula com a rubrica de custo de construção na despesa, não tendo impacto no Resultado.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

A energia elétrica comprada para revenda apresentou aumento de 74,3% passando de R$ 106,5 milhões, no 3T13, para R$ 185,6 milhões, no 4T13, especialmente devido ao registro de R$ 164,1 milhões decorrente das obrigações com contrato de compra de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vigentes desde 01/01/2013.

As depreciações e amortizações apresentaram aumento de 9,5% passando de R$ 37,9 milhões, no 3T13, para R$ 41,5 milhões, no 4T13, não apresentando, portanto, impacto significativo no resultado da Companhia.

Os gastos com pessoal apresentaram redução de 15,65%, passando de R$ R$ 96,7 milhões no 3T13, para R$ 81,5 milhões no 3T14. No 3T13 o valor ficou maior em função do registro de R$ 7,1 milhões do Acordo Coletivo.

Os gastos com material apresentaram redução de 4,57%, passando de R$ 9,6 milhões no 3T13, para R$ 9,2 milhões no 4T13, não apresentando, portanto, impacto significativo no resultado da Companhia.

Os gastos com serviços de terceiros apresentaram aumento de 10,4%, passando de R$ 60,7 milhões no 3T13, para R$ 67,0 milhões no 4T13, não apresentando, portanto, impacto significativo no resultado da Companhia.

Receita (despesa) operacional

As principais variações nas contas de Provisões estão destacadas abaixo:

a) Provisão/Reversão para desvalorização dos créditos tributários (impairment) houve a reversão no 4T13 do valor de R$ 92,5 milhões.

b) Provisões - PIE´s, no 4T13 a Companhia registrou o valor de R$ 154,9 milhões. Essa provisão refere-se aos valores identificados como principal no processo judicial nº 0039286-87.2009.4.01.3400 que o Produtor Independente El Paso Rio Negro impetrou contra a holding Eletrobras.

c) Multas – ANEEL, no 4T13 foi registrado o valor de R$ 73,5 milhões em virtude de que foram provisionados não só os processos registrados como prováveis, mas também os valores que estão registrados na rubrica de Depósitos Judiciais (Ativo) e não estão registrados como Provisões no Passivo (Provisões para Causas Judiciais).

d) Provisão/ Reversão para desvalorização do imobilizado (impairment), no 4T13 o valor de reversão foi de R$ 240,3 milhões.

e) Provisão para Perda na alienação de bens e Perdas efetivas na alienação de bens, no 4T13 foi registrado R$ 119,5 milhões em virtude da baixa de bens.

Valor Novo De Reposição - VNR

O VNR apresentou redução de 977,6%, passando de R$ R$ 35,0 milhões no 3T13, para R$ 377 milhões no 4T13, pois neste trimestre a Companhia procedeu à atualização do VNR ajustando-o de conformidade com a Base de Remuneração Regulatória (BRR) da ANEEL.

Resultado Financeiro

As receitas financeiras apresentaram aumento de 61,8%, passando de R$ R$ 27,5 milhões no 3T13, para R$ 44,5 milhões no 4T13. A principal rubrica que impactou foi a conta de Acréscimo Moratório sobre Energia Vendida, a qual registrou R$ 26,9 milhões no 4T13 decorrente do registro de penalidade e atualização do contas a receber com clientes vencido.

As despesas financeiras apresentaram aumento de 158,9%, passando de R$ 207,5 milhões, no 3T13, para R$ 537,2 milhões, no 4T13, em virtude da rubrica de Atualização dos Fornecedores CCC, tendo em vista que no 4T13 foi registrado o montante de R$ 96,0 milhões referente à atualização de Petrobras, Cigás e Produtores Independentes.

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

Ativos Próprios

Usina	Combustível	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada - MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Parintins	Biodiesel BS1800	33,16	10,083	22.757	25.634	27.187	30.800
Itacoatiara	Biodiesel BS1800	34,83	6,328	17.338	23.032	24.455	26.680
Manacapuru	Biodiesel BS1800	28,93	10,868	157	52	0	0
Barreirinha	Biodiesel BS1800	3,71	0,729	2.610	2.852	3.127	3.250
Coari	Biodiesel BS1800	20,85	7,572	18.615	20.348	20.442	21.027
Maués	Biodiesel BS1800	12,43	3,822	8.393	9.093	9.843	10.724
Humaitá	Biodiesel BS1800	15,37	4,661	11.459	12.632	12.999	12.586
Urucará	Biodiesel BS1800	4,67	1,484	3.161	3.414	3.457	3.601
Benjamin Constant	Biodiesel BS1800	7,32	2,549	6187	6.618	6.561	6.696
Tefé	Biodiesel BS1800	18,2	6,783	16.724	17.724	18.732	19.669
Manicoré	Biodiesel BS1800	7,67	2,489	6.100	6.710	7.077	6.891
Autazes	Biodiesel BS1800	6,07	1,753	5.181	5.649	5.936	5.069
Codajás	Biodiesel BS1800	7	1,653	3.829	4.068	4.195	3.211
Eirunepé	Biodiesel BS1800	10,62	1,996	4.464	5.005	4.882	5.148
Nova O. do Norte	Biodiesel BS1800	6,52	1,996	4.545	9.652	5.429	5.468
Atalaia do Norte	Biodiesel BS1800	1,19	0,05	2	96	2	213
Barcelos	Biodiesel BS1800	4,87	1,367	3.347	3.507	3.445	3.775
Lábrea	Biodiesel BS1800	9,54	2,611	6.347	7.183	7.002	7.706
São P. de Olivença	Biodiesel BS1800	3,79	0,986	2.370	2.599	2.560	2.607
Santo Antônio do Içá	Biodiesel BS1800	3,22	1,04	2.570	2.776	2.707	2.805
Carauari	Biodiesel BS1800	7,18	2,036	4.977	5.499	5.417	5.645
Fonte Boa	Biodiesel BS1800	6,23	1,662	3.482	3.487	3.569	4.094
Boca do Acre	Biodiesel BS1800	8,22	2,538	6.338	6.645	6.688	7.183
São G. da Cachoeira	Biodiesel BS1800	8,42	3,021	7.326	7.845	7.591	8.204
Itapiranga	Biodiesel BS1800	3,06	0,985	2.740	2.496	2.642	2.678
Anori	Biodiesel BS1800	4,16	1,073	2.661	2.933	3.065	3.133
Silves	Biodiesel BS1800	2,5	0,498	1.325	1.516	1.599	1.697
Augusto Montenegro	Biodiesel BS1800	0,6	0,055	115	212	130	177

Eletrobras
Amazonas Energia

Usina	Combustível	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada - MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Nhamundá	Biodiesel BS1800	4,58	0,961	2.473	2.805	2.945	2.962
Tabatinga	Biodiesel BS1800	15,43	5,336	12.771	13.765	13.385	14.120
Novo Aripuanã	Biodiesel BS1800	5,69	1,584	3.783	3.996	4.165	4.187
Borba	Biodiesel BS1800	3,6	1,851	4.694	5.265	5.395	5.284
Santa I.do Rio Negro	Biodiesel BS1800	2,42	0,676	1.638	1.740	1.658	1.884
Jutaí	Biodiesel BS1800	6,18	1,182	2.437	2.565	2.734	2.971
Novo Airão	Biodiesel BS1800	5,27	1,206	2.996	3.364	3.523	3.740
Ipixuna	Biodiesel BS1800	3,04	0,597	1.432	1.487	1.440	1.557
Envira	Biodiesel BS1800	3,38	0,856	1.915	2.032	2.167	2.429
Cucuí	Biodiesel BS1800	0,57	0,073	151	171	162	271
Japurá	Biodiesel BS1800	0,18	0,044	123	132	122	159
Maraã	Biodiesel BS1800	3,69	0,628	1.755	1.753	1.665	2.231
Juruá	Biodiesel BS1800	2,49	0,462	1.261	1.378	1.339	1.460
Tapauá	Biodiesel BS1800	3,71	1,155	3.195	3.482	3.419	3.444
Canutama	Biodiesel BS1800	2,23	0,613	1.345	1.506	1.565	1.593
Pauini	Biodiesel BS1800	2,62	0,698	1.777	1.843	1.827	1.945
Careiro	Biodiesel BS1800	2,5	0,859	1.791	2.034	1.879	2.024
Amaturá	Biodiesel BS1800	1,8	0,446	1.085	1.172	1.205	1.268
Estirão do Equador	Biodiesel BS1800	0,72	45,207	123	135	122	132
Palmeiras	Biodiesel BS1800	0,72	0,053	109	97	101	104
Ipiranga	Biodiesel BS1800	0,42	0,054	105	118	116	125
Vila Bittencourt	Biodiesel BS1800	0,57	0,068	171	169	169	122
Iauaretê	Biodiesel BS1800	1	0,178	221	227	222	229
São S. do Uatumã	Biodiesel BS1800	2,64	0,638	1.469	1.584	1.649	1.675
Tonantins	Biodiesel BS1800	3,46	0,944	1.825	1.866	1.813	2.048
Alvarães	Biodiesel BS1800	2,72	0,641	1.693	1.948	1.956	2.061
Beruri	Biodiesel BS1800	2,97	0,756	2.138	2.199	2.461	2.534
Caapiranga	Biodiesel BS1800	2,06	0,493	1.338	1.498	1.613	1.263
Uarini	Biodiesel BS1800	1,94	0,615	1.651	1.821	1.851	26012
Urucurituba	Biodiesel BS1800	2,84	0,787	2.034	2.262	2.907	3.291
Pedras	Biodiesel BS1800	0,57	0,102	264	321	318	321
Anamã	Biodiesel BS1800	1,73	0,54	1.473	1.535	1.643	1.728
Itamarati	Biodiesel BS1800	2,56	0,405	1.018	1.166	1.210	1.272

Eletrobras
Amazonas Energia

Usina	Combustível	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada - MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Castanho	Biodiesel BS1800	12,72	4,195	10.822	11.692	12.258	12.907
Rio Preto da Eva	Biodiesel BS1800	11,21	3,389	8.638	9.363	9.472	11.350
Limoeiro	Biodiesel BS1800	1,79	0,335	916	976	1.008	1.091
Boa Vista do Ramos	Biodiesel BS1800	2,31	0,738	1.868	2.023	2.164	2.699
Manaquiri	Biodiesel BS1800	3,01	1,118	2.984	3.420	3.490	3.557
Caviana	Biodiesel BS1800	0,58	0,122	295	349	349	357
Campinas	Biodiesel BS1800	0,43	0,06	144	170	182	188
Caiambé	Biodiesel BS1800	0,88	0,121	311	369	381	383
Murituba	Biodiesel BS1800	0,3	0,033	72	72	78	86
Apuí	Biodiesel BS1800	7,19	1,381	3.354	3.623	3.882	3.943
Mocambo	Biodiesel BS1800	0,89	0,188	0	0	0	0
Belém do Solimões	Biodiesel BS1800	0,84	0,213	394	414	426	424
Itapeaçú	Biodiesel BS1800	0,85	0,153	403	446	251	8
Caborí	Biodiesel BS1800	0,78	0,095	698	790	806	836
Cametá	Biodiesel BS1800	0,612	0,136	325	294	65	9
Sacambú	Biodiesel BS1800	0,448	0,064	171	189	211	219
Novo Remanso	Biodiesel BS1800	4,06	1,331	3.916	4.299	4.584	4.433
Tuiué	Biodiesel BS1800	0,71	0,096	277	316	335	342
Jacaré	Biodiesel BS1800	0,34	0,164	489	542	590	639
Novo Céu	Biodiesel BS1800	1	0,404	1.872	1.970	1.837	1.760
Zé Açú	Biodiesel BS1800			0	0	0	0
Vila Amazônia	Biodiesel BS1800	2,08	0,341	1.076	1.239	1.213	1.288
Terra Nova	Biodiesel BS1800			264	0	0	322
Axinim	Biodiesel BS1800	0,66	0,107	139	305	330	157
Vila Urucurituba	Biodiesel BS1800	0,38	0,059	135	146	155	153
Arara	Biodiesel BS1800	0,332	0,052	178	145	150	216
Feijoal	Biodiesel BS1800	0,778	0,062	730	833	796	838
Lindoia	Biodiesel BS1800	1	0,304	142	147	149	173
Moura	Biodiesel BS1800	0,52	0,065	114	147	149	129
Santana	Biodiesel BS1800	0,31	0,051	133	126	133	150
Sucunduri	Biodiesel BS1800	0,16	0,048	40	144	148	49
Carvoeiro	Biodiesel BS1800	0,33	0,016	61	46	59	74
Itapuru	Biodiesel BS1800	0,31	0,02	240	69	70	347

Eletrobras
Amazonas Energia

Usina	Combustível	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada - MWh			
				1T13	2T13	3T13	4T13
Betânia	Biodiesel BS1800	0,43	0,111	1.512	249	264	1.954
Vila de Matupí	Biodiesel BS1800	1,85	0,619	203	1.640	1.828	213
Auxiliadora	Biodiesel BS1800	0,468	0,079	31	225	254	63
Tamaniquá	Biodiesel BS1800	0,468	0,079		59	58	63
Santa Rita Well	Biodiesel BS1800	0,62	0,183	468	507	505	509
Parauá	Biodiesel BS1800	0,568	0,096	260	169	199	240
Belo Monte	Biodiesel BS1800	0,246	0,044	109	111	110	113
Vila de Alterosa	Biodiesel BS1800	0,33	0,067		197	198	228
Camaruã						110	107
UHE Balbina	Água	277,5	285.486,60	275.682	343.605	309.132	395.470
UTE Aparecida	OCTE, GN	282,5	206.143,70	204.162	259.912	305.258	319.532
UTE Mauá	Bloco 1 - OC1A / Bloco 3 Gás Natural (Alternativo OCTE) / Bloco4 – OPGE / Bloco 5 – Biodiesel / Bloco 6 – Biodiesel / Bloco 7 - Biodiesel	738,1	425.763,05	345.435	354.047	375.500	389.511
UTE Electron	OCTE	121,1	911,7	486	2.575	3.558	2.142
UT CO Cidade Nova	Diesel/Biodiesel	29,6	19.096,20	19.126	22.100	22.756	17.535
UT AS São José	Diesel/Biodiesel	73,4	59.172,30	58.554	67.393	62.835	55.959
UT FO Flores	Diesel/Biodiesel	124,7	87.184,60	95.163	101.259	113.556	90.195
UTE Distrito	Biodiesel (B S1800)	51,3	37.207,00	26.669	29.903	50.602	40.818
UTE Iranduba	Diesel/Biodiesel	66,6	28.026,00	38.369	41.698	48.073	40.320
Total		**2.204,22**		**1.344.804**	**1.537.026**	**1.610.002**	**1.711.282**

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Parintins	Amazonas	Dez/65	Indefinido
Itacoatiara	Amazonas	Set/66	Indefinido
Manacapuru	Amazonas	Jan/67	Indefinido
Barreirinha	Amazonas	Jun/67	Indefinido
Coari	Amazonas	Set/67	Indefinido
Maués	Amazonas	Dez/67	Indefinido
Humaitá	Amazonas	Jul/68	Indefinido
Urucará	Amazonas	Jun/68	Indefinido
Benjamin Constant	Amazonas	Ago/68	Indefinido
Tefé	Amazonas	Ago/68	Indefinido
Manicoré	Amazonas	Mai/69	Indefinido
Autazes	Amazonas	Jun/69	Indefinido
Codajás	Amazonas	Set/69	Indefinido
Eirunepé	Amazonas	Set/69	Indefinido
Nova Olinda do Norte	Amazonas	Out/69	Indefinido
Atalaia do Norte	Amazonas	Mar/70	Indefinido
Barcelos	Amazonas	Jul/70	Indefinido
Lábrea	Amazonas	Ago/70	Indefinido
São Paulo de Olivença	Amazonas	Jan/71	Indefinido
Santo Antônio do Içá	Amazonas	Jan/71	Indefinido
Carauari	Amazonas	Jan/71	Indefinido
Fonte Boa	Amazonas	Jan/71	Indefinido
Boca do Acre	Amazonas	Fev/71	Indefinido
São Gabriel da Cachoeira	Amazonas	Mar/71	Indefinido
Itapiranga	Amazonas	Out/71	Indefinido
Anori	Amazonas	Out/71	Indefinido
Silves	Amazonas	Out/71	Indefinido
Augusto Montenegro	Amazonas	Out/71	Indefinido
Nhamundá	Amazonas	Nov/71	Indefinido
Tabatinga	Amazonas	Nov/71	Indefinido
Novo Aripuanã	Amazonas	Jun/72	Indefinido
Borba	Amazonas	Mai/72	Indefinido
Santa Isabel do Rio Negro	Amazonas	Out/72	Indefinido
Jutaí	Amazonas	Mai/72	Indefinido
Novo Airão	Amazonas	Jul/73	Indefinido
Ipixuna	Amazonas	Jul/73	Indefinido
Envira	Amazonas	Ago/73	Indefinido
Cucuí	Amazonas	Out/73	Indefinido
Japurá	Amazonas	Out/73	Indefinido
Maraã	Amazonas	Out/73	Indefinido
Juruá	Amazonas	Out/73	Indefinido
Tapauá	Amazonas	Dez/73	Indefinido
Canutama	Amazonas	Dez/73	Indefinido
Pauini	Amazonas	Set/74	Indefinido
Careiro	Amazonas	Set/74	Indefinido
Amaturá	Amazonas	Nov/74	Indefinido
Estirão do Equador	Amazonas	Dez/74	Indefinido
Palmeiras	Amazonas	Dez/74	Indefinido
Ipiranga	Amazonas	Jan/75	Indefinido
Vila Bittencourt	Amazonas	Dez/75	Indefinido
Iauaretê	Amazonas	Abr/75	Indefinido
São Sebastião do Uatumã	Amazonas	Abr/75	Indefinido
Tonantins	Amazonas	Abr/75	Indefinido
Alvarães	Amazonas	Mai/75	Indefinido
Beruri	Amazonas	Dez/75	Indefinido
Caapiranga	Amazonas	Jan/75	Indefinido
Uarini	Amazonas	Fev/76	Indefinido
Urucurituba	Amazonas	Jan/75	Indefinido
Pedras	Amazonas	Ago/76	Indefinido
Anamã	Amazonas	Jan/76	Indefinido
Itamarati	Amazonas	Fev/76	Indefinido
Castanho	Amazonas	Dez/79	Indefinido
Rio Preto da Eva	Amazonas	Jun/04	Indefinido
Limoeiro	Amazonas	Nov/82	Indefinido
Boa Vista do Ramos	Amazonas	Mar/86	Indefinido
Manaquiri	Amazonas	Jun/84	Indefinido
Caviana	Amazonas	Jul/86	Indefinido

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
Campinas	Amazonas	Jul/86	Indefinido
Caiambé	Amazonas	Ago/76	Indefinido
Murituba	Amazonas	Ago/86	Indefinido
Apuí	Amazonas	Set/86	Indefinido
Mocambo	Amazonas	Mar/87	Indefinido
Belém do Solimões	Amazonas	Mar/87	Indefinido
Itapeaçú	Amazonas	Mar/87	Indefinido
Caborí	Amazonas	Set/92	Indefinido
Cametá	Amazonas	Set/92	Indefinido
Sacambú	Amazonas	Dez/92	Indefinido
Novo Remanso	Amazonas	Ago/98	Indefinido
Tuiué	Amazonas	Set/98	Indefinido
Jacaré	Amazonas	Ago/98	Indefinido
Novo Céu	Amazonas	Ago/98	Indefinido
Zé Açú	Amazonas	Set/98	Indefinido
Vila Amazônia	Amazonas	Set/98	Indefinido
Axinim	Amazonas	Out/98	Indefinido
Vila Urucurituba	Amazonas	Mai/99	Indefinido
Arara	Amazonas	Abr/00	Indefinido
Feijoal	Amazonas	Fev/00	Indefinido
Lindoia	Amazonas	Jul/00	Indefinido
Moura	Amazonas	Abr/04	Indefinido
Santana	Amazonas	Jul/05	Indefinido
Sucunduri	Amazonas	Out/06	Indefinido
Carvoeiro	Amazonas	Mar/06	Indefinido
Itapuru	Amazonas	Out/10	Indefinido
Betânia	Amazonas	Jul/06	Indefinido
Vila de Matupí	Amazonas	Ago/06	Indefinido
Auxiliadora	Amazonas	Out/06	Indefinido
Santa Rita Well	Amazonas	Nov/06	Indefinido
Parauá	Amazonas	Set/03	Indefinido
Belo Monte	Amazonas	Out/06	Indefinido
Vila de Alterosa	Amazonas	Out/06	Indefinido
UHE Balbina	Amazonas	Jan/89	Mar/27
UTE Aparecida	Amazonas	Fev/84	Indefinido
UTE Mauá	Amazonas	Abr/73	Indefinido
UTE Electron	Amazonas	Jun/05	Indefinido
UT CO Cidade Nova	Amazonas	Ago/08	Indefinido
UT AS São José	Amazonas	Fev/08	Indefinido
UT FO Flores	Amazonas	Ago/08	Indefinido
UTE Distrito	Amazonas	Out/10	Indefinido
UTE Iranduba	Amazonas	Nov/10	Indefinido

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras (Guajará)	MWh	1.597	1.423	1.842	1.436
	R$ milhões	0,1	0,6	0,4	0,4
Outros (PIE'S/Prod.Idepen./Auto produtor)	MWh	657.738	660.395	668.657	685.875
	R$ milhões	30,0	80,8	99,4	194,6
Total	**MWh**	**659.335**	**661.818**	**670.499**	**687.311**
	R$ milhões	**30,1**	**81,4**	**99,8**	**195,0**

3. Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	9.916	10.068	9.525	932
Industrial	3.165	3.158	3.161	3.158
Residencial	671.088	683.591	695.275	702.376
Comercial	67.953	68.787	69.574	70.185
Outros	41.364	40.974	41.931	50.584
Total	**793.486**	**806.578**	**819.466**	**827.235**

4. Expansão da Rede – número de novas ligações

1T13	2T13	3T13	4T13
13.905	5.124	12.888	4.683

5. Quantidade de Subestações

	1T13	2T13	3T13	4T13
Ses 69/13.8 Kv	22	22	23	23
Ses Consumidores Especiais	28	29	30	30
Total	**50**	**51**	**53**	**53**

6. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade métrica	1T13		2T13		3T13		4T13	
		Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões
Óleo Diesel	Litro	85.746.310	884,8	136.900.324,1	955,1	137.841.579,9	956,9	113.364.486,00	

7. Perdas - %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
11,01	28,89	2,90	36,37	2,68	35,59	1,8	36,6

8. Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13

De/Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Balbina–Cristiano Rocha	158,513	230	06/11/2006	01/03/2027
Manaus–Cristiano Rocha	22,704	230	06/11/2006	01/03/2027
Ramal de Transmissão–Presidente Figueiredo	0,124	230	13/09/2008	01/03/2027
Balbina – Manaus I	180,344	230	09/05/1989	01/03/2027
Balbina – Balbina – Circuito 1	0,590	230	20/02/1989	01/03/2027
Balbina – Balbina – Circuito 2	0,635	230	15/04/1989	01/03/2027
Balbina – Balbina – Circuito 3	0,635	230	24/04/1989	01/03/2027
Balbina – Balbina – Circuito 4	0,680	230	13/09/1989	01/03/2027
Balbina – Balbina – Circuito 5	0,680	230	24/07/1989	01/03/2027

Subtransmissão

Linha	Extensão (Km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão
Manaus I – São José	7,285	69	04/02/2001	07/07/2015
Manaus I – Mauá	11,815	69	13/10/1991	07/07/2015
Manaus I – Distrito I – Circuito 1	4,685	69	13/10/1991	07/07/2015
Manaus I – Distrito I – Circuito 2	4,682	69	11/11/2006	07/07/2015
Manaus I – V8 – Circuito 1	1,160	69	13/10/1991	07/07/2015
Manaus I – V8 – Circuito 2	1,160	69	13/10/1991	07/07/2015
Manaus I – Cachoeirinha	6,112	69	26/07/1992	07/07/2015
Manaus I – Seringal Mirim – Circuito 1	6,649	69	28/09/1997	07/07/2015
Manaus I – Seringal Mirim – Circuito 2	7,277	69	12/10/1997	07/07/2015
Manaus I– Flores – Circuito 1	4,460	69	11/02/1989	07/07/2015
Manaus I – Flores – Circuito 2	4,565	69	18/11/2001	07/07/2015
Manaus I – Flores – Circuito 3	4,810	69	02/12/2007	07/07/2015
Manaus I – Cidade Nova	7,463	69	01/01/1996	07/07/2015
Manaus I – Santo Antônio	9,516	69	19/04/2005	07/07/2015
Flores – Redenção	1,469	69	30/11/2008	07/07/2015
Redenção – Ponta Negra	4,515	69	30/11/2008	07/07/2015
Flores – Ponta Negra	5,959	69	02/12/2007	07/07/2015
Aparecida – Ponta Negra	8,610	69	15/07/1983	07/07/2015
Aparecida – Seringal Mirim	3,796	69	02/02/1997	07/07/2015
Aparecida – Cachoeirinha	3,994	69	23/04/2005	07/07/2015
Aparecida – El Paso	0,153	69	23/11/1999	07/07/2015
Mauá – Distrito I – Circuito 1	7,481	69	30/04/1977	07/07/2015
Mauá – Distrito I – Circuito 2	6,728	69	12/04/1999	07/07/2015
Mauá – Distrito II – Circuito 1	4,122	69	29/11/1997	07/07/2015
Mauá – Distrito II – Circuito 2	4,107	69	07/04/2004	07/07/2015
Mauá – Marapatá	6,489	69	05/11/2011	07/07/2015
Marapatá – Cachoeirinha	2,894	69	06/11/2011	07/07/2015
Mauá – Cidade Nova	26,016	69	20/08/2006	07/07/2015
Mauá – Mauá Geração – Circuito 1	0,533	69	22/02/2004	07/07/2015
Mauá – Mauá Geração – Circuito 2	0,226	69	29/02/2004	07/07/2015
Mauá – El Paso	0,200	69	07/03/2004	07/07/2015
Mauá Geração – São José	8,924	69	09/03/2004	07/07/2015
Mauá Geração – Consumidores Especiais	9,362	69	09/07/2004	07/07/2015
Eletro – Cachoeirinha	0,357	69	01/01/1981	07/07/2015
Distrito I – Consumidores Especiais	7,723	69	17/03/1996	07/07/2015
Distrito II – Cachoeirinha – Circuito 1	7,421	69	29/11/1997	07/07/2015
Distrito II – Cachoeirinha – Circuito 2	7,830	69	17/09/2011	07/07/2015
Seringal Mirim – Cachoeirinha	3,980	69	02/02/1997	07/07/2015
Santo Antônio – Sivam	5,326	69	19/03/1995	07/07/2015
Ponta Do Ismael – Iranduba	18,043	69	17/06/2006	07/07/2015
Flores – Ambev	0,161	69	16/03/2003	07/07/2015
Iranduba – Manacapuru	70,000	69	22/08/2012	07/07/2015
Total	**308,058**			

9. DEC/ Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
12,14	11,72	14,96	18,28

10. FEC – Frequencia de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
10,77	9,39	10,17	9,08

11. TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
175,14	183,90	259,73	556,79

12. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
257,89	287,10	288,81	283,06

13. Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição	**79,56**	**116,11**	**89,00**	**109,85**	**476,49**
Implantação do Sistema de	**34,01**	**52,93**	**41,33**	**41,95**	213,24
Luz para todos	**26,88**	**30,07**	**17,82**	**23,98**	124,13
Manutenção dos Sist. Dist.	**6,67**	**12,75**	**11,68**	**23,10**	64,72
Manutenção de Rede Urbana	**12,01**	**20,37**	**18,17**	**20,83**	74,39
Outros (Infraestrutura)	**3,36**	**2,78**	**3,10**	**10,97**	**25,43**
Transmissão	**6,87**	**18,51**	**26,11**	**30,63**	**106,71**
Geração	**149,43**	**136,72**	**11,82**	**249,81**	**572,60**
Total	**239,22**	**274,12**	**130,03**	**401,26**	**1.181,23**

14.Investimentos Novos

14.1.Geração

14.1.1.Ativos Próprios

Usina	Localização (Estado)	Total do Investimento R$ milhões	Investimento realizado R$ milhões	Capacidade Instalada / MW		Energia Assegurada MW médios		Início da Operação		Início da Construção
				Ciclo Aberto	Ciclo Combinado	Ciclo Aberto	Ciclo Combinado	Ciclo Aberto	Ciclo Combinado	
UTE Mauá 3	Amazonas	1.054,33	514,1	379,76	589,61	375	570,4	28/04/2014	11/12/2014	28/09/2012 assinatura do Contrato OC n° 83599/2012

15. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras	1.032,7	1.111,2	1.157,5	1.187,8	01/2024	RGR

16. Obrigações contratuais em 30.09.13

Empréstimos e Financiamentos R$ milhões	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
	472,4	-	220,7	204,5	147,7	142,5

Contratos de Compra de Energia	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões	543.605.714,16	584.040.716,08	616.162.955,46	650.409.646,60	685.804.773,51	6.416.215.196,70
MWh	2.607.361,79	2.671.800,00	2.671.800,00	2.679.120,00	2.671.800,00	16.260.445,00

17. Inadimplência – faturas com atraso de mais de 120 dias – em 31.12.13

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	24,1
Industrial	20,1
Residencial	15,5
Comercial	13,4
Outros	21,9
Total	**95,5**

18. Número de Empregados (quadro efetivo – inclui requisitados e exclui cedidos)

18.1.Por tempo

Geração e Transmissão

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	91	87	77	77
6 a 10	210	212	220	218
11 a15	102	99	101	102
16 a 20	167	170	169	168
21 a 25	152	152	149	147
mais de 25	219	219	211	171
Total	**941**	**939**	**927**	**883**

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	68	66	63	58
6 a 10	188	188	191	189
11 a15	46	46	46	56
16 a 20	85	85	85	87
21 a 25	127	124	122	114
mais de 25	246	249	245	215
Total	**758**	**758**	**752**	**719**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	147	142	139	138
6 a 10	199	201	203	199
11 a15	13	12	13	22
16 a 20	27	28	27	28
21 a 25	57	57	54	50
mais de 25	132	132	123	112
Total	**575**	**572**	**559**	**549**

18.2. Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Amazonas	2.274	2.269	2.238	**2.151**

18.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	1.615	1.611	1.593	1.507
Administrativo	659	658	645	644

21. Mão/de/obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	1.670	1.670	1.670	1.740

22. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,22	0,44	1,86	7,05

Eletrobras
Distribuição Acre

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	18.098	52.138	17.522
Clientes	43.433	54.763	74.209
Tributos e contribuições sociais	8.183	5.296	4.209
Direito ressarcimento	64.193	170.191	102.291
Almoxarifado	2.124	2.768	2.678
Serviços em curso	11.370	9.571	5.246
Outros Ativos	10.041	16.845	4.965
Total do Ativo Circulante	**157.442**	**311.572**	**211.120**
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Clientes	13.128	14.178	25.659
Calções e depósitos vinculados	4.946	14.324	11.201
Tributos e contriblig5es sociais	3.754	3.847	2.748
Direito ressarcimento	149.445	25.766	12.521
Ativo financeiro - concessões de serviço público	266.652	291.573	213.884
Imobilizado	5.937	6.340	3.370
Intangível	48.418	56.604	36.613
Total do Ativo Não Circulante	**492280**	**412632**	**305.996**
TOTAL DO ATIVO	**649.722**	**724,204**	**517.116**

Passivo e Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
CIRCULANTE			
Fornecedores	69.603	713.556	125.674
Tributos e Contribuições Sociais	14.368	16.764	11.538
Financiamentos e empréstimos	37.679	26.815	32.914
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais			1.558
Obrigações Estimadas	4.626	4.585	3.485
Pesquisa e desenvolvimento	29.684	29.097	20.670
Encargos setoriais	236	1.212	2.285
Outros passivos	21.083	11.941	7.842
Total do Passivo Circulante	**177.279**	**323.970**	**205.996**
Não Circulante			
Fornecedores	185.234		
Financiamentos e empréstimos	118.627	125.350	73.528
Tributos e contribuições Sociais	4.971	5.217	5.025
Obrigações de Ressarcimento	118.474	90.189	61.810
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	4.548	1.432	
Obrigações estimadas	1.367		
Adiantamento para futuro de capital	236.366	217,497	160.822
Outros Passivos	1.057	4.616	5.723
Total do Passivo não circulante	**670.644**	**444301**	**306.908**
Patrimônio Líquido (Passivo a Descoberto)			
Capital Social	245.158	245.158	245.158
Prejuízos acumulados	(443.359)	(289. 225)	(240.946)
Total do Patrimônio Líquido	**(198.201)**	**(44067)**	**4.212**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMONIO LIQUIDO (PASSIVO A DESOBERTO)	**649.722**	**724.204**	**517.116**

Demonstração dos Resultados
Em R$ milhares

	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA	**342.828**	**301.200**
CUSTO OPERACIONAL	**(309.583)**	**(239.382)**
Custo com energia elétrica	**(151.273)**	**(169.856)**
Energia elétrica comprada para revenda	(149.019)	(163.781)
Encargos de uso da rede de transmissão	(2.254)	(6.075)
Custo de operação	**(103.009)**	**(30.004)**
Pessoal, material e serviços de terceiros	(51.624)	(34.272)
Depredação e amortização	(10.700)	(8.851)
Combustível para produção de energia elétrica	(121.985)	(104.516)
Recuperação de despesas -CCC	121.985	104.516
Outros	(40.685)	13.119
Custo de Construção	**(55.301)**	**(39.522)**
RESULTADO ERUTO	**33.245**	**61.818**
DESPESAS OPERACIONAIS	**(96.755)**	**(102.468)**
RESULTADO DO SERVIÇO ENERGIA ELÉTRICA	**(63.510)**	**(40.650)**
RESULTADO FINANCEIRO	**(46.172)**	**(52.081)**
RIESULTADO OPERACIONAL	**(109.682)**	**(92731)**
Ganho - Lei 12783/13	**(44.452)**	**44452**
RESULTADO OPERACIONAL APÓS A LEI 12.783/13	**(154.134)**	**(48.279)**
Imposto de renda e contribuição social		
LUCRO/PREJUÍZO DO PERÍODO	**(154.134)**	**(48.279)**

Demonstração dos Resultados
Em R$ milhares

	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentação)
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Prejuízo Liquido do exercício	**(154.134)**	**(48.279)**
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e Amortização	600	575
Amortização do Intangível	10.700	8.851
Juros, encargos e variação monetárias líquidas	35.544	28.225
Encargos Financeiros	12.917	12.032
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	17.923	59.684
Provisão para Contingências	2.817	(524)
Provisão/Reversão para redução ao valor recuperável de ativos	20.447	(17.208)
Provisão de depósitos vinculados	14.014	
Provisão outros passivos	419	2.600
Baixa de ativo intangível	5.003	584
Baixa de ativo financeiro	55.240	1.034
Baixa de ativo imobilizado	43	56
	21.533	**47.630**
Variação dos Ativos		
Clientes	(5.543)	(28.758)
Tributos e contribuig3es sociais	(2.794)	(2.186)
Direito ressarcimento	(17.428)	(78.188)
Almoxarifado	644	(90)
Serviços em curso	1.799	(4.325)
Cauções e depósitos vinculados	(3.510)	(2.147)
Outros Ativos	5.928	(14.653)
	(20.904)	**(130.347)**
Variação dos Passivos		
Fornecedores	7.217	99.017
Tributos e Contribuiçãoes Sociais	(2.642)	5.418
Obrigações Estimadas	1.407	1.100
Pesquisa e Desenvolvimento	587	8.427
Encargos Setoriais	(976)	(1.073)
Beneficio Pós Emprego	(5.000)	(1.362)
Obrigações de Ressarcimento	22.419	24.744
Outros Passivos	9.776	1.196
	32.788	**137.467**
Caixa proveniente das atividades operacionais		
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		
Pagamento de encargos financeiros	(12.917)	(12.032)
	(12.917)	**(12.032)**
Recursos Provenientes das Atividades (aplicado nas) Operacionais	**20.500**	**42.718**
Caixa líquido das atividades operacionais	**20.500**	**42.718**
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição do ativo imobilizado	(1213)	(3.471)
Aquisição do ativo financeiro	(49.859)	(78.723)
Aquisição do ativo intangível	(3.428)	(8.766)
Aquisição do ativo intangível não vinculado	(4.023)	(3.582)
Caixa líquido das atividades de investimentos	**(58.523)**	**(94.542)**
Fluxo de caixa das atividades de financiametos		
Adiantamento para aumento de capital		40.889
Ingresso de empréstimo	44.196	62.699
Amortização de empréstimo	(40.213)	(17.148)
Caixa líquido das atividades de financiamento	**3.983**	**86.440**
Aumento (redução) no caixa e equivalente de caixa	**(34.040)**	**34.616**
Caixa e equivalente de caixa no início do período	52.138	17.522
Caixa e equivalente de caixa no fim do período	18.098	52.138
	(34.040)	**34.616**

Analise dos Resultados

Comentários de Desempenho

A Companhia apresentou, na comparação entre o 4T13 e o 3T13, a variação foi de 534,2%, passando de um prejuízo de -R$ 19,5 milhões no 3T13 para R$ 124,0 milhões no 4T13. Os principais fatores no resultado foram: a Baixa/Provisão dos Bens de acordo dom a Resolução 367/2009 em -R$15,2 milhões; pelo Impairment da Base de Remuneração Regulatória - BRR em -$20,4 milhões; Baixa do VNR em -R$ 44,5 milhões; Juros e multas sobre retificações do SPEED-Fiscal de 2009 a 2011 em -R$6,5 milhões e a provisão dos depósitos recursais em -R$14,0 milhões.

Receita Operacional

A receita operacional líquida apresentou na comparação entre o 4T13 e o 3T13, uma queda de 3,5%, passando de R$ 92,2 milhões no 3T13 para R$ 88,9 milhões no 4T13, cuja variação não impacta no resultado.

Custo com Energia Elétrica

A energia elétrica comprada para revenda apresentou, na comparação entre o 4T13 e o 3T13, aumento de 2%, passando de R$ 45,1 milhões no 3T13 para R$ 46,2 milhões no 4T13, não impactando no resultado.

Os encargos de uso da rede elétrica apresentaram, na comparação entre o 4T13 e o 3T13, a redução foi de 37,8%, não apresentado valor significativo em milhões de reais.

Custos e Despesas Operacionais

Gastos com serviços de terceiros apresentaram, na comparação entre o 4T13 e o 3T13, um aumento de 18%, em função da retomada do contrato de corte e religação.

Provisões Líquidas sofreram, na comparação entre o 4T13 e o 3T13, aumento de 1022%, devido às provisões dos depósitos recursais, *Impairment* da BRR no valor de R$ 64,9 milhões e aumento das contingências conforme detalhado anteriormente.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou melhora de 44,4%, passando no 3T13 de uma perda de R$ 14,7 milhões para uma perda de R$ 8,2 milhões em função do aumento das receitas de aplicações financeiras.

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada – NA

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras (SIN)	MWh	53.214,20	53.438	55.759	59.389
	R$ milhões	2,36	2,80	2,47	2,43
Eletrobras Eletronorte	MWh	111.018	112.383	118.850	124.657
	R$ milhões	15,98	16,18	17,11	18,31
Outros	MWh	89.778	118.195	114.308	122.434
	R$ milhões	17,59	28,02	22,64	30,07
Total	**MWh**	**254.010**	**284.016**	**288.917**	**306.480**
	R$ milhões	**35,94**	**46,99**	**42,22**	**50,80**

SIN / Sistema Interligado Nacional

3. Energia Vendida

Distribuição para	1T13		2T13		3T13		4T13	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Serviços de Utilidade Pública	18,88	42.822	19,55	46.043	19,88	48.016	18,02	49.589
Industrial	4,75	8.630	4,56	9.383	4,24	9.651	4,18	9.093
Residencial	51,08	90.374	47,63	92.227	45,37	93.582	43,88	95.449
Comercial	24,99	44.019	24,70	46.064	22,67	44.209	21,36	48.967
Outros	4,41	11.214	3,61	11.318	3,21	11.684	3,93	5.433
Total	103,61	197.058	100,05	205.035	95,37	207.141	91,36	206.531

4. Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	3.401	3.064	3.394	3.421
Industrial	744	736	718	716
Residencial	175.951	177.385	178.887	181.295
Comercial	18.150	18.282	18.695	18.905
Outros	29.920	27.094	26.743	26.807
Total	**224.843**	**226.561**	**228.437**	**231.144**

5. Expansão da Rede – número de novas ligações

	1T13	2T13	3T13	4T13
Industrial	21	10	8	/2
Residencial	1.510	4.107	2.217	2.408
Comercial	560	874	634	210
Outros	209	285	56	64
Total	**2.300**	**5.276**	**2.915**	**2.707**

6.Quantidade de Subestações

1T13	2T13	3T13	4T13
14	14	11	15

7.Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade métrica	1T13		2T13		3T13		4T13	
		Quant.	R$ milhões	Quant.	R$ milhões	Quant.	R$ milhões	Quant.	R$ milhões
Óleo diesel	Litro	12.929.506	38,9	11.810.000	33,8	12.535.000	35,34	12.953.431	31,70
Total:		**12.929.506**	**38,9**	**11.810.000**	**33,8**	**12.535.000**	**35,34**	**12.953.431**	**31,70**

8.Perdas - %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
11,86	9,84	11,86	10,79	11,86	11,91	11,86	12,40

9. Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13 – NA

10. DEC/ Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
27,07	15,28	10,32	19,27

11. FEC – Frequência de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
15,03	10,79	9,97	11,71

12. TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
614	407,52	288,04	624,56

13. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
371,04	338,88	342,25	496,22

14. Principais Investimentos – R$ mil

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição					
Ampliação RD Rural Distrib.Luz p/todos	688	6.105	6.520	8.008	44.751
Ampliação RD Urbana Distribuição	4.517	5.432	969	3.642	23.520
Manutenção Sistema de Distribuição	3.581	2.528	1.339	1.166	17.094
Energia nos Sistemas Isolados	0	0	0	0	0
Modernização e Adequação de Sistema Comercial e de Distribuição	1.707	4.824	2.533	3.934	25.061
Outros					
Manutenção de bens móveis, imóveis. maq. veíc. ativos informativa	807	1.015	235	3.105	4.591
Total	**11.300**	**19.904**	**11.596**	**19.855**	**115.017**

15 .Investimentos Novos -NA

16.Empréstimos e Financiamentos – R$ mil

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexadores
Eletrobras	35.049	33.383	34.798	37.679	31/12/2013	IPCA/RGR/RO
Eletrobras	120.845	117.036	109.368	118.627	Após 2017	IPCA/RGR/RO

17.Obrigações contratuais em 31.12.13

Empréstimos e Financiamento R$ mil	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
	37.679	37.679	41.218	34.160	21.877	24.730

Contratos de Compra de Energia	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões	148.094	134.047	101.716	145.315	164.092	3.631.453
MWh	1.005.091	979.856	1.018.612	1.488.781	1.702.003	40.805.771

18.Inadimplência – faturas com atraso de mais de 120 dias – em 31.12.13

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	12,11
Industrial	1,73
Residencial	12,08
Comercial	4,76
Outros	0,9
Total	**31,58**

19. Número de Empregados (quadro efetivo)

19.1. Por tempo

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	74	76	73	76
6 a 10	40	40	39	39
11 a15	0	0	0	0
16 a 20	0	0	0	0
21 a 25	32	32	31	20
mais de 25	71	71	67	41
Total	**217**	**219**	**210**	**176**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	39	42	42	42
6 a 10	22	22	23	23
11 a15	0	0	0	0
16 a 20	0	0	0	0
21 a 25	19	18	19	12
mais de 25	35	36	35	20
Total	**115**	**118**	**119**	**97**

19.2. Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Acre	332	337	329	**273**

19.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	127	125	119	176
Administrativo	205	212	210	97

20. Mão-de-obra Contratada - Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	538	675	587	587

21. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,006	0,007	0,013	0,113

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

Ativo	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	25.646	46.006	39.365
Clientes	231.241	224.884	197.019
Tributos e contribuições sociais	10.762	7.446	6.029
Direito de ressarcimento	6.730	6.128	7.108
Almoxarifado	5.040	5.693	5.838
Serviços em curso	23.998	19.407	12.657
Outros	19.218	15.272	10.346
	322.635	324.836	278.362
Não Circulante			
Realizável a Longo Prazo			
Clientes	171.341	162.023	189.915
Tributos e contribuições sociais	5.968	6.079	4.782
Cauções e depósitos vinculados	40.852	45.822	33.344
Ativo financeiro - concessões de serviço público	587.852	449.738	339.518
Outros	3.948	3.980	3.804
	809.961	667.642	571.363
Investimentos	168	168	168
Intangível	43.809	82.063	101.746
Imobilizado	24.088	26.739	24.243
	878.026	776.612	697.520
Total do Ativo	**1.200.661**	**1.101.448**	**975.882**

Passivo e Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Circulante			
Financiamentos e empréstimos	236.368	96.042	127.541
Fornecedores	141.121	130.620	80.831
Tributos e contribuições sociais	44.799	43.819	36.569
Obrigações estimadas	13.650	12.627	11.291
Obrigações de ressarcimento	50.752	34.198	30.311
Benefício pós-emprego	5.023	6.637	19.607
Encargos setoriais	497	2.421	11.536
Pesquisa e desenvolvimento	19.200	9.913	10.514
Outros	30.585	33.134	22.993
	541.995	369.411	351.193
Não Circulante			
Financiamentos e empréstimos	393.387	351.630	225.731
Fornecedores	6.427	11.270	
Provisão para contingências	83.473	94.026	86.880
Adiantamentos para futuro aumento de capital	7.698	176.514	97.354
Benefício pós-emprego	162.282	137.897	63.458
Pesquisa e desenvolvimento	13.383	16.343	10.781
Tributos e contribuições sociais	9.130	8.009	10.599
Outros	4.286	4.286	4.286
	680.066	799.975	499.089
Patrimônio Líquido (passivo a descoberto) Capital social	726.447	525.484	525.484
Prejuízos acumulados	(583.208)	(446.207)	(329.261)
Outros resultados abrangentes	(164.639)	(147.215)	(70.623)
	(21.400)	(67.938)	125.600
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	**1.200.661**	**1.101.448**	**975.882**

Eletrobras
Distribuição Alagoas

Demonstração dos Resultados
Em R$ milhões

	2013	2012
Receita Operacional Líquida	921.456	889.567
Custo Operacional		
Custo com Energia Elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	(504.780)	(462.514)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(21.464)	(59.274)
	(526.244)	(521.788)
Custo de Operação		
Pessoal, material e serviços de terceiros	(215.249)	(153.164)
Depreciação e amortização	(23.897)	(20.888)
Outros	(10.768)	(15.083)
	(249.914)	(189.135)
Custo de Construção	(104.440)	(117.870)
Lucro Bruto	40.858	60.774
Despesas Operacionais	(175.846)	(197.883)
Prejuízo do Serviço de Energia Elétrica	(134.988)	(137.109)
Resultado Financeiro	(25.730)	9.529
Prejuízo operacional antes da Lei 12.783/13	(160.718)	(127.580)
Ganho sobre a Lei 12.783/13	23.717	10.634
Prejuízo do exercício	(137.001)	(116.946)
Prejuízo básico por ação	(0,19)	(0,22)
Prejuízo diluído por ação	(0,09)	(0,10)

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	2013	2012
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do exercício	(137.001)	(116.946)
Ajustes de:		
Depreciação e amortização	29.135	22.337
Encargos financeiros - AFAC e Empréstimos	18.824	25.525
Encargos financeiros -Tributos e outros passivos	3.373	1.441
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(44.867)	78.132
Provisão para contingências	(8.754)	17.252
Provisão para perdas em estoque	(902)	(255)
Amortização de parcelamentos fiscais	(3.117)	(2.998)
Valor residual do ativo financeiro- concessos do serviço público	(5.129)	920
Valor residual do ativo intangível	6.930	26,574
Valor residual do ativo imobilizado	2.311	1.452
Ativo financeiro - VNR Lei n° 12.783/13	(23.717)	(10.634)
Beneficio pós emprego - Avaliação atuarial	(17.424)	(76.592)
Plano de incetivo ao desligamento - PID	4.392	
Outros	97	512
	(38.848)	83.666
Variações nos ativos e passivos		
Clientes	34.791	(73.483)
Tributos e contribuições sociais	(3.205)	(2.714)
Direito de ressarcimento	(602)	980
Almoxa rifado	1.555	400
Outros ativos	(8.080)	(10.503)
Cauções e depósitos vinculados	1.741	(16.317)
Fornecedores	5.658	61.059
Tributos e contribuições sociais	3.592	5.530
Obrigações estimadas	1.023	1.336
Obrigações de ressarcimento	16.554	3.887
Encargos setoriais	(1.924)	(9.115)
Benefício pós-emprego	22.771	61.469
Outros passivos	(7.049)	3.311
	66.825	25.840
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	**(109.024)**	**(7.440)**
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição do ativo financeiro - concessões de serviço público	(97.790)	(114.017)
Aquisição do intangível	(6.651)	(14.518)
Aquisição de imobilizado	(2.300)	(5.420)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos	**106.741**	**(133.955)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Ingressos de financiamentos e empréstimos	270.359	144.382
Adiantamento para futuro aumento de capital	21.918	65.000
Amortização do principal de financiamentos e empréstimos	(92.021)	(55.095)
Amortização de encargos financeiros de financiamentos e empréstimos	(4.851)	(6.251)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamentos	**195.405**	**148.036**
Aumento no caixa e equivalentes de caixa	**(20.360)**	**6.641**
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	46.006	39.365
Caixa e equivalente de caixa no fim do exercício	25.646	46.006
	(20.360)	**6.641**

Análise do Resultado

Receita Operacional

A receita operacional líquida no 4T13 apresentou um acréscimo de R$39,7 milhões em relação ao 3T13, passando de R$ 229,3 milhões no 4T13 para R$ 269,0 milhões no 3T13, decorrente das novas tarifas homologadas pela ANEEL que elevou a tarifa em média 3,26%; do crescimento de mercado e da receita de subvenção da baixa renda.

Custo do Serviço de Energia Elétrica e Despesas Operacionais

A Energia elétrica compra para revenda apresentou no 4T13 um acréscimo de R$ 66,9 milhões em relação ao 3T13, em virtude da compra de energia elétrica da geração térmica, e pela transferência dos custos de energia de curto prazo contabilizados como encargos de uso, conforme Despacho da ANEEL.

O Encargo de uso do sistema apresentou no 4T13 um decréscimo de R$ 27,6 milhões em relação ao 4T13, decorrente da transferência dos custos de energia de curto prazo contabilizados como encargos de uso, conforme determinado no Despacho da ANEEL.

Custo Do Serviço, Custo de Operação de Despesas Operacionais

Os gastos com custo do serviço e despesas operacionais no 4T13 apresentaram um decréscimo de R$ 23,1 milhões em relação ao 3T13. As principais variações foram:

A conta pessoal apresentou decréscimo de R$ 8,4 milhões decorrente da contabilização do Plano de Incentivo ao Desligamento – PID e dos ajustes nos encargos sociais.

Os serviços de terceiros apresentaram acréscimo de R$ 7,4 milhões decorrente de provisão de faturas de meses anteriores;
O Custo de construção apresentou decréscimo de R$ 11,1 milhões decorrente de menor aquisição para imobilizado.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou no 4T13 uma melhora de R$ 0,6 milhão, passando de uma despesa de R$ 7,8 milhões no 3T13 para uma despesa de R$ 7,2 milhões no 4T13, em virtude do acréscimo das receitas financeiras em R$ 2,1 milhões decorrente do aumento dos juros e variação monetária de parcelamento e contas de energia, e pelo decréscimo nas despesas financeiras em R$ 1,6 milhão, em virtude da integralização dos AFACs em outubro.

Dados de Mercado

1.Ativos de Geração e Energia Gerada – NA

2.Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	607.936	773.282	648.836	688.442
	R$ milhões	61,47	99,63	52,30	89,35
Outros	MWh	407.151	515.521	432.557	459.962
	R$ milhões	41,17	66,42	34,87	59,56
Total	**MWh**	**1.015.087**	**1.288.803**	**1.081.393**	**1.147.404**
	R$ milhões	**102,640**	**166,05**	**87,17**	**148,91**

3.Energia Vendida

Distribuição para	1T13		2T13		3T13		4T13	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Serviços de Utilidade Pública	31,9	122.953	30,9	128.139	30,7	122.116	37,1	141.060
Industrial	32,8	142.001	28,6	136.355	29,7	136.599	48,1	139.742
Residencial	126,3	302.125	117,4	311.631	111,3	294.894	125,9	316.843
Comercial	66,3	167.950	61,3	168.064	60,0	157.613	73,1	186.785
Outros	15,5	86.832	5,8	44.873	4,7	18.497	11	65.877
Total	272,8	821.861	244	789.062	236,4	729.719	295,2	850.307

4.Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	9.619	9.729	9.735	9.917
Industrial	2.643	2.645	2.656	2.649
Residencial	875.684	888.282	896.421	900.642
Comercial	56.447	57.032	57.223	57.689
Outros	10.423	10.505	10.517	10.557
Total	**954.816**	**968.193**	**976.552**	**981.454**

5.Expansão da Rede – número de novas ligações

1T13	2T13	3T13	4T13
5.147	13.377	8.359	4.902

6.Quantidade de Subestações

1T13	2T13	3T13	4T13
39	39	39	40

7.Combustível usado para produção de energia elétrica - NA

8.Perdas - %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
8,42	18,40	8,42	18,74	10,34	16,65	10,34	15,79

9.Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13

Nível de Tensão (kV)	Extensão Km
69	1.776,13

10.DEC- Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
6,29	8,43	6,43	9,55

11.FEC – Frequência de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
3,86	3,92	3,39	4,86

12.TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
239,98	480,94	452,02	460,12

13.Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
256,25	246,19	253,81	250,57

14.Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição					
Ampliação do Sistema de Distrib. Rural de Energia Elétrica - Luz p/todos	2,9	3,3	5,0	4,2	17,3
Ampliação do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	5,3	8,0	7,7	15,6	42,1
Manutenção do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	3,7	7,6	8,8	15,2	38,0
Adequação do Sist. Comerc. e Distrib. Energia Elétrica–Redução de Perdas	1,6	4,2	6,7	9,7	40,5
Outros					
Manutenção e Adequação de bens imóveis	0,1	-	-	0,2	0,6
Manutenção e Adequação de bens móveis, veículos, maq.e equipamentos	0,1	-	0,1	0,4	1,1
Manutenção e Adeq. ativos de informática, informação e teleprocessamento	0,5	0,3	0,2	1,0	3,1
Total	**14,2**	**23,4**	**28,5**	**46,1**	**142,7**

15.Investimentos Novos -NA

16.Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
Eletrobras	413	458	517	604	2022	Selic + 6 a 7% a.a.
Faceal	20	19	17	15	2015	INPC + 12,68%
BNDES	1	-	-		2013	TR + 8%
Bic Banco	2	1	-		2012	CDI + 5,91%
Caixa Econômica Federal	5	5	3	5	2014	CDI/Over + 1,694%
Banco do Brasil				5	2014	CDI/Over
Lloyds Bank	1	1	1		2024	Dolar + 4%

17.Obrigações contratuais em 31.12.13

Empréstimos e financiamentos R$ milhões	2013	2014	2015	2016	2017	Depois de 2017
		236,4	186,6	75,2	57,4	73,3

Contratos de Compra de Energia	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões		473,3	538,9	601,0	614,1	2.323,3
MWh		4.801.762	4.561.830	4.845.171	4.715.168	15.409.110

18.Inadimplência – faturas com atraso de mais de 120 dias – em 31.12.13

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	8
Industrial	23
Residencial	12
Comercial	7
Outros	4
Total	**54**

19.Número de Empregados (quadro efetivo)

19.1.Por tempo

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	529	534	511	448
6 a 10	22	24	54	110
11 a15				
16 a 20				
21 a 25	224	184	163	112
mais de 25	293	332	289	220
Total	**1.068**	**1.074**	**1.017**	**890**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	90	87	81	58
6 a 10	28	25	29	37
11 a15				
16 a 20	2	2	2	
21 a 25	22	19	17	15
mais de 25	94	98	83	58
Total	**236**	**231**	**212**	**168**

20.2.Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Alagoas	1.304	1.305	1.229	1.058

20.3.Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	1.068	1.074	1.017	890
Administrativo	236	231	212	168

21.Mão-de-obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	1.014	1.014	1.014	1.014

22.Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,42%	0,96%	3,99%	8,17

Eletrobras
Distribuição Piauí

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

Ativo	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	22.450	33.923	45.208
Clientes	204.164	289.441	250.032
Tributos a recuperar	19.729	12.534	6.062
Direitos de ressarcimento	9.812	16.129	6.g16
Almoxarifado	11.7 46	10.962	19.914
Outros ativos	34.334	17.524	27.510
	302.235	380.513	355.642
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Clientes	167.352	138.499	134.955
Tributos a recuperar	4.594	6.865	5.058
Cauções e depósitos vinculados	16.267	10.709	10.676
Ativo financeiro - concessões de serviço público	596.843	7 22.991	478.280
Outros ativos	1.323	1.118	1.118
	7 86.37 9	880.182	630.087
Investimentos	146	146	146
Imobilizado	29.162	30.125	26.661
Intangível	13.519	32.713	23.103
	829.206	943.166	679.997
Total do Ativo	**1.131.441**	**1.323.679**	**1.035.639**

Eletrobras
Distribuição Piauí

Passivo e Patrimônio Líquido (Passivo a Descoberto)	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	**191.497**	108.522	92.979
Fornecedores	117.411	145.996	93.544
Tributos a recolher	63.661	68.937	65.374
Obrigações estimadas	31.041	36.375	16.954
Encargos setoriais	**3.054**	5.206	10.214
Benefícios pós-emprego	**19.264**	13.3[1]3	14.497
Pesquisa e desenvolvimento	**16.01.1**	21.536	18.985
Outros passivos	36.366	38.943	34.773
	478.305	438.828	347.320
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	603.079	47 8.87 9	383.048
Fornecedores	5.184	10.370	
Tributos a recolher	55.115	48.206	30.139
Provisões para contingências	71.928	63.021	75.240
Beneficios pós-emprego	88.394	71.785	83.406
Adiantamento para futuro aumento de capital	15.631	430.282	275.984
Pesquisa e desenvolvimento	32.510	19.392	24.787
Outros passivos	772	859	870
	87 2.613	1.122.794	873.474
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)			
Capital social	1.256.331	779.224	779.224
Prejuízos acumulados	(1.441.479)	(1.013.608)	(962.683)
Ajustes de avaliação patrimonial	(34.329)	(3.559)	(1.696)
	(219.477)	(237.943)	(185.155)
Total do Passivo e **do Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)**	1.131.441	1.323.679	1.035.639

Eletrobras
Distribuição Piauí

Demonstração dos Resultados
Em R$ milhões

	31.12.2013	31.12.2012
Receita Operacional Líquida	1.018.911	1.182.716
Custo Operacional		
Custo com Energia Elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	(446.348)	(443.573)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(15.492)	(54.609)
	(461.840)	(498.182)
Custo de Operação		
Pessoal, material e serviços de terceiros	(359.600)	(205.605)
Depreciação e amortização	(28.091)	(15.391)
Outros	(148.971)	(55.211)
	(536.662)	(276.207)
Custo de Construção	(196.591)	(274.083)
Lucro Bruto	(176.182)	134.244
Despesas Operacionais	**(181.961)**	**(131.338)**
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	**(358.143)**	**2.906**
Resultado Financeiro	**(69.728)**	(53.831)
Prejuízo do Exercício antes de Impostos	**(427.871)**	(50.925)
Imposto de renda e contribuição social		
Prejuízo do Exercício	(427.871)	(50.925)
Prejuízo básico por ação (em reais)	(0,5491)	(0,0654)
Prejuízo diluído por ação (em reais)	(0,3320)	(0,0638)

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	31.12.2013	31.12.2012
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do exercício	(427.871)	(50.925)
Ajustes de:		
Depreciação do imobilizado	**(1.781)**	46
Amortização do intangível	**30.657**	16.328
Provisões/reversões para créditos de liquidação duvidosa	**6.719**	(3.114)
Provisões para contingências	19.7 04	7.52o
Provisões PID e assistência médica	4.303	
Juros, encargos, variações monetárias líquidas	49.870	35.885
Valor residual do imobilizado	**11.207**	31.121
Valor residual do intangível	480	(2.803)
Impairrnent	**221.875**	
	343.034	**84.983**
Variação de ativos e passivos		
Clientes	49.705	(39.839)
Direitos de ressarcimento	6.317	(9.213)
Tributos a recuperar	(4.924)	(8.27 9)
Almoxarifado	(7 84)	8.952
Outros (ativo)	(17.015)	9.986
Cauções e depósitos vinculados	(5.558)	(33)
Fornecedores	(33.771)	62.822
Encargos setoriais	(2.152)	(5.008)
Beneficios pós-emprego	(10.580)	(14.668)
Tributos a recolher	1.633	21.63o
Obrigações estimadas	(7.267)	19.421
Pesquisa e desenvolvimento	7.593	(2.844)
Provisão para contingências	(10.797)	(19.7 39)
Outros (passivo)	(2.664)	4.159
	(30.264)	**27.347**
Caixa líquido (aplicado nas) gerado pelas atividades operacionais	(115.101)	**61.405**
Fluxos de caixa das atividades de investimentos		
Aquisições do ativo imobilizado	(8.463)	(34.631)
Aquisições do ativo intangível	(11.943)	(23.135)
Aquisições do ativo financeiro	(95.727)	(244.711)
Caixa liquido aplicado nas atividades de investimentos	(116.133)	**(302.477)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Ingressos de Empréstimos e Financiamentos	280.466	168.379
Adiantamento para futuro aumento de capital	62.456	154.298
Amortização de Principal e Juros de Empréstimos e Financiamentos	(123.161)	(92.89o)
Caixa liquido gerado pelas atividades de financiamento	2119.7 61	**229.787**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa, líquidos	(11.473)	**(11.285)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período (Nota 5)	3 3.9 23	**45.208**
Caixa e equivalentes de caixa no final do período (Nota 5)	2 2.45 0	**33.923**

Análise do Resultado

A companhia registrou no 4T13 um prejuízo 3.842% superior em relação ao 3T13, passando de um prejuízo de R$ 7,4 milhões no 3T13 para um prejuízo de R$ 290,6 milhões no 4T13. Esse resultado negativo foi fortemente influenciado por: efeitos da aplicação do resultado da Revisão Tarifária Periódica; efeito do teste de recuperabilidade (*impairment*) sobre a Base de Remuneração Regulatória líquida determinada pela ANEEL; aumento do serviço de terceiros em 111% influenciado fortemente pelas provisões efetuadas em dezembro de 2013; e aumento de 54% com depreciação/amortização motivado pelas unitizações efetuadas durante o 4T13;

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta apresentou decréscimo de 15%, passando de R$ 334,5 milhões no 4T13, para R$ 391,7 milhões no 3T13. Tal resultado foi decorrente, principalmente, do impacto da Revisão Tarifária Periódica, que reajustou a tarifa média em -8,72%, com vigência a partir de 28 de agosto de 2013 e a redução de outras receitas em 76% proveniente, principalmente pela atualização/correção dos parcelamentos de contas de energia elétrica nos meses de julho a setembro de 2013.

Custos e Despesas Operacionais

O custo do serviço com energia elétrica, custo de operação e as despesas operacionais totalizaram, no 4T13 R$ 521,8 milhões, contra R$ 265,0 milhões no 3T13, representando um aumento de 97%. Esse acréscimo foi impactado fortemente pelos efeitos de eventos atípicos, tais como: *impairment* referente à Base de Remuneração Regulatória aprovada pela ANEEL e o montantes dos ativos elegíveis em serviços que contribuíram na base para o cálculo da tarifa e o Programa de Incentivo a Demissão – PID no valor de R$ 73,7 milhões.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro do 4T13 apresentou uma despesa líquida de R$ 14,1 milhões, superior ao resultado do 3T13 em 61%, quando mostrou uma despesa líquida de R$ 35,7 milhões. Este resultado decorreu principalmente, pela correção dos adiantamentos para futuro aumento de capital – AFAC, encargos de multas diversas e variações monetárias dos contratos de financiamentos e empréstimos.

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada / NA

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	488.003	505.608	422.214	471.940
	R$ milhões	24,202	25,778	26,005	25,328
Outros	MWh	451.102	459.083	625.844	512.010
	R$ milhões	120,331	85,375	75,885	93,863
Total	**MWh**	**939.105**	**964.691**	**1.048.059**	**983.950**
	R$ milhões	**144,533**	**111,153**	**101,889**	**119.191**

3. Energia Vendida

Distribuição para	1T13		2T13		3T13		4T13	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Serviços de Utilidade Pública	43,737	123.147	43,570	133.354	44,152	137.039	43,080	143.946
Industrial	15,549	44.756	15,504	49.691	15,903	50.139	15,045	48.456
Residencial	160,368	311.181	150,842	311.670	158,572	340.419	154,563	364.666
Comercial	65,123	140.954	62,600	145.080	66,493	158.239	64,070	165.344
Outros	8,086	27.044	8,258	29.420	10,583	38.647	9,798	37.632
Total	**292,863**	**647.082**	**280,774**	**669.215**	**295,703**	**724.483**	**286,556**	**760.044**

4. Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	19.989	19.614	20.335	19.563
Industrial	3.661	3.627	3.601	3.600
Residencial	939.869	950.995	959.912	967.252
Comercial	77.220	79.520	80.395	81.232
Outros	30.195	30.506	30.663	30.295
Total	**1.070.934**	**1.084.262**	**1.094.906**	**1.102.032**

5. Expansão da Rede – número de novas ligações

1T13	2T13	3T13	4T13
15.973	13.328	12.218	13.514

6. Quantidade de Subestações

1T13	2T13	3T13	4T13
78	80	81	81

7. Combustível usado para produção de energia elétrica / NA

8. Perdas %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
12,45	17,56	12,78	14,17	13,29	15,25	13,73	15,71

9. Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13/ NA

10. DEC/ Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
8,31	6,75	7,53	7,94

11. FEC – Frequência de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
6,89	5,30	5,36	5,87

12. TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
390	331	307	295

13. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
339,28	420,26	419,18	373,83

14. Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição					
Ampliação RD Rural Distribuição: Luz p/todos	14,587128	26,966239	27,176362	24,267989	101,102192
Ampliação RD Urbana Distribuição	9,695925	13,176457	18,215566	10,119080	106,072665
Manutenção Sistema de Distribuição	2,435217	7,778114	22,249709	7,907602	46,171233
Modernização e Adequação de Sistema Comercial e de Distribuição	1,208433	4,687128	5,952470	3,864118	48,490815
Outros	0,261744	0,821253	2,647913	0,755966	15,697562
Manutenção e Adequação de bens móveis	0,0	0,189109	2,121481	0,000000	3,303163
Total	**28,188447**	**53,618300**	**78,363501**	**46,914755**	**320,837630**

15.Investimentos Novos -NA

16. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Taxas e Indexadores
BB	1,444	1,193	0,938	0,681	2014	IGPM – Tx de juros de 10% aa
Eletrobras	578,433	639,077	640,959	778,232	2027	FINEL/RGR – 5% aa
Morgan	7,187	7,764	7,827	7,563	2024	Dólar – Tx de juros de 8,46% a a

17. Obrigações contratuais em 31.12.13

Empréstimos e Financiamentos R$ milhões	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
		183,398	164,654	137,614	74,965	225,845

Contratos de Compra de Energia	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões	454.476	411.418	502.315	542.501	585.901	3.796.638
MWh	4.062	4.174	4.286	4.629	5.000	32.399

18. Inadimplência – faturas com atraso de mais de 90 dias – em 31.12.13

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	102,363
Industrial	20,011
Residencial	30,843
Comercial	18,497
Outros	21,499
Total	193,213

19.Número de Empregados (quadro efetivo)

19.1.Por tempo

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	412	409	413	409
6 a 10	1	1	1	1
11 a15	-	-	0	0
16 a 20	1	1	1	1
21 a 25	56	24	7	7
mais de 25	722	751	705	549
Total	**1.192**	**1.186**	**1.127**	**967**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	59	57	58	62
6 a 10	-	-	1	1
11 a15	-	-	0	0
16 a 20	-	-	0	0
21 a 25	16	15	7	7
mais de 25	188	188	182	140
Total	**263**	**260**	**248**	**210**

19.2 Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Piauí	1.455	1.446	1.375	**1.177**

19.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	796	792	735	602
Administrativo	659	654	640	575

20. Mão-de-obra Contratada - Terceirizada

1T13	2T13	3T13	4T13
998	1.267	998	1.267

21. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,58	0,38	3,378	8,075

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

Ativo	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
CIRCULANTE		
Caixas e equivalentes de caixa	40.894	75.332
Clientes	176.690	228.302
Energia elétrica de curto prazo	13.425	
Tributos e contribuições sociais	10.894	7.664
Direito de ressarcimento	127.047	47.523
Almoxarifado	4.147	6.288
Cauções e depósitos vinculados	1.193	90.998
Serviços em curso	9.186	5.369
Outros ativos	17.773	4.736
Total do Ativo Circulante	**401.249**	**466.212**
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a Longo Prazo		
Clientes	25.873	24.077
Direito de ressarcimento	1.284.429	901.029
Cauções e depósitos vinculados	60.306	58.785
Tributos e contribuições sociais	10.132	7.435
Ativo financeiro - concessões de serviço público	610.949	614.023
Outros ativos	4.269	14.660
Investimentos	1.806	1.809
Imobilizado	30.416	27.800
Intangível	84.160	95.372
Total do Ativo Não Circulante	**2.112.340**	**1.744.990**
TOTAL DO ATIVO	**2.513.589**	**2.211.202**

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
CIRCULANTE		
Fornecedores	481.590	326.069
Tributos e contribuições sociais	35.810	45.753
Encargos de dívidas	676	1.469
Financiamentos e empréstimos	121.585	63.236
Obrigações de ressarcimento	10.653	10.090
Obrigações estimadas	21.240	13.524
Encargos setoriais	44	3.994
Outros passivos	41.054	35.856
Total do Passivo Circulante	**712,652**	**499.991**
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	1.341.838	1.052.533
Tributos e contribuições sociais	3.468	3.286
Financiamentos e empréstimos	359.548	208.142
Obrigações de Ressarcimento	134.745	109.301
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	118.236	102.354
Provisão contrato oneroso		131.200
Adiantamentos para futuro aumento de capital	233	162.378
Outros passivos	31.523	24.023
Total do Passivo Não Circulante	**1.989.591**	**1,793.217**
Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)		
Capital Social	1.325.124	1.117.860
Prejuízos Acumulados	(1.513.778)	(1.199.866)
Total do Patrimônio Líquido	**(188.654)**	**(82.006)**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)	**2.513.589**	**2.211.202**

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA	**1.071.646**	**988.702**
CUSTO OPERACIONAL	**(1.042.380)**	**(883.872)**
Custo com Energia Elétrica	**(627.785)**	**(598.443)**
Energia elétrica comprada para revenda	(597.419)	(556.764)
Encargos de uso da rede de transmissão	(12.608)	(28.739)
Proinfa	(17.758)	(12.940)
Custo de Operação	**(197.286)**	**(110.634)**
Pessoal, material e serviços de terceiros	(111.732)	(81.620)
Depreciação e amortização	(27.208)	(21.647)
Outros	(58.346)	(7.367)
Custo do serviço prestado a terceiros	**(217.309)**	**(174.795)**
Resultado Bruto	**29.266**	**104.830**
Despesas Operacionais	**(190.376)**	**(364.393)**
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	**(161.110)**	**(259.563)**
Resultado Financeiro	**(44.327)**	**(27.396)**
Resultado Operacional antes da Lei 12.783/13	**(205.437)**	**(286.959)**
Ganho - Lei 12.783/13	(108.475)	108.475
Resultado Operacional após a Lei 12.783/13	**(313.912)**	**(178.484)**
Imposto de renda e contribuição social		(27.959)
PREJUÍZO DO PERÍODO	**(313.912)**	**(206.443)**
Prejuízo básico por ação (R$)	**(0,26)**	**(0,18)**

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais	31.12.2013	31.12.2012 Reapresentado
Prejuízo do Período	**(313.912)**	**(178.484)**
Ajustes para reconciliar o prejuízo do período c/ recursos provenientes de atividades operacionais:		
Depreciação do imobilizado	1.567	1.730
Amortização do intangível	29.570	23.450
Variações monetárias líquidas	14.668	28.740
Encargos financeiros	33566	12.526
Provisão/Reversão para créditos de liquidação duvidosa-consumidores	(78.366)	34,199
Baixa de títulos incobráveis	157.257	21.234
Outras provisões	1.451	7.600
Provisão outros ativos	4.222	3.958
Provisões passivas	8.587	297
Provisão contrato oneroso	(131.200)	131.200
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	88.245	
Valor Novo de Reposição - VNR	108.475	(108.475)
Baixa de investimentos	3	
Baixa do ativo financeiro	9.133	4.218
Baixa do ativo Imobilizado	64	191
Baixa do ativo Intangível	(309)	690
	(66.979)	**(16.926)**
(Aumento) Redução de Ativos		
Consumidores	(27.392)	(120.075)
Direitos de ressarcimento	(462.924)	(281.672)
Devedores diversos	550	(2.165)
Serviços em curso	(3.817)	5.435
Tributos e contribuições sociais	(5.926)	(1.685)
Estoques	2.141	(795)
Despesas pagas antecipadamente	1.876	1.999
Cauções e depósitos vinculados	91.578	(84.932)
Outros créditos	(20.412)	7.167
	(424.326)	**(476.723)**
Aumento (Redução) de Passivos		
Fornecedores	444.825	351.936
Tributos e contribuições sociais	(10.053)	21.257
Obrigações estimadas	7.716	2.065
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Lucro Líquido a pagar		(27.959)
Provisões passivas	(299)	(10.836)
Encargos setoriais	(3.950)	(2.757)
Obrigações de ressarcimento	18.495	29.008
Consumidores - taxas diversas	2.419	3.424
Outros	6.602	3.031
	465.755	**369.169**
Recursos aplicados nas atividades operacionais	**(25.550)**	**(124.480)**
Fluxo de Caixa das Atividades de Investimento		
Aquisição de ativo financeiro indenizável	(202.779)	(155.538)
Aquisição de investimentos		24
Aquisição de ativo imobilizado	(6.117)	(10.150)
Aquisição de ativo intangível	(16.179)	(20.454)
Caixa Líquido Aplicado nas atividades de Investimentos	**(225.075)**	**(186.118)**
Fluxo de Caixa das Atividades de Financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	227.669	182.356
Pagamento de encargos financeiros	(34.354)	(11.892)
Pagamento de empréstimos e financiamentos	(20.128)	(19.059)
Adiantamento para futuro aumento de capital	43.000	64.553
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamentos	**216.187**	**215.958**
Aumento (redução) Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	(34.438)	**(94.640)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	75.332	169.972
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	40.894	75.332
Variação no Caixa e Equivalentes de Caixa	**(34.438)**	**(94.640)**

Análise do Resultado

O resultado no 4T13 apresentou um decréscimo de 1.958,3% em relação ao 3T13, passando de R$ 13,7 milhões (lucro) no 3T13 para R$ 254,8 milhões (prejuízo) no 4T13, principalmente devido:

Receita operacional

A receita operacional no 4T13 apresentou um decréscimo de 0,6% em relação ao 3T13, passando de R$ 288,1 milhões no 3T13 para R$ 286,4 milhões no 4T13, não apresentando impacto significativo no período.

Custo do serviço de energia elétrica

O custo de energia comprada para revenda no 4T13 apresentou um decréscimo de 31,1% em relação ao 3T13, passando de R$ 197,8 milhões no 3T13 para R$ 136,3 milhões no 4T13 em função do aumento dos créditos da Lei 12.111/2009.

Diversos

O custo com pessoal no 4T13 apresentou um decréscimo de 11,8% em relação ao 3T13, passando de R$ 30,1 milhões no 3T13 para 26,6 milhões no 4T13 em função do lançamento do plano de incentivo ao desligamento (PID).

As provisões no 4T13 apresentaram um acréscimo de 188,3% em relação ao 3T13, passando de R$ 84,6 milhões (reversão) no 3T13 para R$ 74,7 milhões (provisão) no 4T13 em função da provisão para redução ao valor recuperável de ativos no valor de R$ 88,2 milhões.

As perdas no recebimento de créditos no 4T13 apresentaram um decréscimo de 46,9% em relação ao 3T13 passando de R$ 85,2 milhões no 3T13 para 45,2 milhões no 4T13 em função da transferência das faturas da companhia de agua e esgoto de Rondônia – CAERD no 3T13.

O ganho da lei 12.783/13 no 4T13 apresentou um decréscimo de 2.049,9% em relação 3T13, passando de R$ 7,1 milhões positivo no 3T13 para 138,6 milhões negativo no 4T13 afetando negativamente o resultado do período.

A reversão do contrato oneroso no 4T13 apresentou valor de R$ 98,9 milhões no 3T13, sendo totalmente revertido após a homologação do segundo termo aditivo do contrato da Termonorte II.

A receita financeira no 4T13 apresentou um acréscimo de 35,2% em relação ao 3T13, passando de R$ 7,6 milhões no 3T13 para R$ 10,3 milhões no 4T13 em função do crescimento dos acréscimos moratórios sobre energia vendida e aumento das variações monetárias ativas sobre os parcelamentos de débitos.

A despesa financeira no 4T13 apresentou um decréscimo de 10,6% em relação ao 3T13, passando de R$ 25,2 milhões no 3T13 para R$ 22,5 no 4T13 em função da atualização de riscos trabalhistas, fiscais, cíveis e etc.

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada

Ativos Próprios

Usina	Capacidade Instalada MW	Energia Assegurada MW Médio	Energia Gerada - MWh			
			1T13	2T13	3T13	4T13
PCH – Rio Vermelho	2,6	2,0	5.117	5.096	4.103	4.348

Usina	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação
PCH – Rio Vermelho	RO	11/1986	10/12

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras (SIN)	MWh	511.165	578.910	721.744	670.424
	R$ milhões	64,6	71,9	82,4	103,6
Outros	MWh	367.068	365.191	257.161	313.142
	R$ milhões	53,7	71,6	116,8	32,8
Total	**MWh**	**878.233**	**944.101**	**978.905**	**983.566**
	R$ milhões	**118,3**	**143,5**	**199,2**	**136,4**

3. Energia Vendida

Distribuição para	1T13		2T13		3T13		4T13	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Serviços de Utilidade Pública	6,2	23.819	7,1	30.723	8,1	34.644	8,2	33.448
Industrial	34,6	97.299	35,2	103.700	44,8	133.574	55,4	165.678
Residencial	119,4	253.600	114,9	270.562	118,5	272.050	125,3	287.904
Comercial	64,2	138.726	64,1	150.851	65,4	149.921	69,7	159.053
Outros	48,0	119.079	37,1	130.123	66,1	132.786	23,4	134.319
Total	**272,4**	**631.615**	**258,4**	**685.050**	**302,9**	**722.067**	**282,0**	**779.494**

4. Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	221	221	246	246
Industrial	2.009	1.931	1.980	1.974
Residencial	391.201	398.990	401.687	402.119
Comercial	37.932	38.404	38.356	38.377
Outros	119.449	121.365	122.062	122.176
Total	**550.812**	**560.911**	**564.331**	**564.892**

5. Expansão da Rede – número de novas ligações

1T13	2T13	3T13	4T13
32.343	31.543	26.113	16.349

6. Quantidade de Subestações

1T13	2T13	3T13	4T13
57	57	57	57

7. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade métrica	1T13		2T13		3T13		4T13	
		Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões
Óleo diesel	Litro	17.840.000	36,0	19.830.000	40,6	19.873.000	41,4	86.405.000	198,8

8. Perdas - %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
12,74	13,69	12,74	13,38	12,74	12,86	12,74	11.23

9. Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13 - NA

10. DEC- Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
9,03	8,87	9,83	11,12

11. FEC – Frequência de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
8,00	7,76	8,75	7,94

12. TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
273,84	264,94	247,27	280,57

13. Tarifa Média – R$/MWh (sem ICMS)

1T13	2T13	3T13	4T13
294,89	299,73	289,10	310,18

14. Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição					
Ampliação RD Rural Distrib.Luz p/todos	19,62	15,47	7,84	4,00	47,8
Ampliação RD Urbana Distribuição	9,48	14,43	20,83	28,79	199,8
Manutenção Sistema de Distribuição	19,60	14,12	21,89	15,59	37,8
Energia nos Sistemas Isolados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernização e Adequação de Sistema Comercial e de Distribuição	3,59	4,48	4,27	4,98	39,1
Outros					
Manutenção e Adequação de bens móveis	0,28	1,13	1,13	3,83	10,7
Total	**52,57**	**39,3**	**55,96**	**57,20**	**335,2**

15. Investimentos Novos - NA

16. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexadores
Eletrobras	**275,3**	423,0	426,3	487,1	2026	Finel / IPCA

17. Obrigações contratuais em 31.12.13

Empréstimos e Financiamentos R$ milhões	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
	123,6	121,0	87,5	58,5	37,7	58,8

Contratos de Compra de Energia	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões	1.088,2	1.111,4	1.168,8	1.198,8	4.252,0
MWh	4.335.322	4.427.927	4.656.450	4.776.289	16.940.359

18. Inadimplência – faturas com atraso de mais de 120 dias – em 31.12.2013

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	20,7
Industrial	9,3
Residencial	18,9
Comercial	7,6
Outros	16,7
Total	**73,2**

19. Número de Empregados (quadro efetivo -inclui requisitados e exclui cedidos)

19.1 Por tempo

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	238	213	206	192
6 a 10	66	90	92	66
11 a15	0	0	0	0
16 a 20	41	41	41	31
21 a 25	108	97	84	55
mais de 25	176	184	186	125
Total	**629**	**625**	**609**	**469**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	59	31	29	48
6 a 10	24	51	51	77
11 a15	2	2	2	2
16 a 20	10	10	9	17
21 a 25	32	33	28	30
mais de 25	91	91	92	115
Total	**218**	**218**	**211**	**289**

20.2. Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Rondônia	847	843	820	**758**

20.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	629	625	609	469
Administrativo	218	218	211	289

21. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	1.048	1.408	1.198	1.060

22. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,24	0,18	1,36	4,15

Eletrobras
Distribuição Roraima

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	31.12.13	31.12.12
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	7.502	14.741
Clientes	69.505	68.574
Direito de ressarcimento	56.864	6.321
Almoxarifado	1.731	1.704
Tributos a recuperar	5.116	3.850
Outros	7.132	3.604
	147.850	**98.794**
NÃO CIRCULANTE		
Clientes	4.920	3.200
Tributos a recuperar	7.812	4.146
Cauções e depósitos vinculados	16.464	14.060
Ativo financeiro - concessões de serviço público	146.160	127.093
Outros	1.575	1.195
Imobilizado	11.449	11.826
Intangível	7.299	7.799
	195.679	**169.319**
TOTAL DO ATIVO	**343.529**	**268.113**

Eletrobras
Distribuição Roraima

Passivo e Passivo a Descoberto	31.12.13	31.12.2012 Reapresentado
CIRCULANTE		
Fornecedores	147.485	100.559
Financiamentos e empréstimos	7.743	3.223
Tributos a recolher	4.520	7.162
Obrigações estimadas	17.761	14.063
Encargos setoriais	O	376
Partes relacionadas	19	9,468
Pesquisa e desenvolvimento	1.509	2.647
Outros	2.424	3.413
	181.461	**140.911**
NÃO CIRCULANTE		
Financiamentos e empréstimos	17.495	15.962
Obrigação de ressarcimento	55.066	42.679
Partes relacionadas	47.222	47.222
Provisões para contingências	21.912	26.251
Benefícios pôs-emprego	1.986	3.512
Concessão onerosa	7.088	29.934
Pesquisa e desenvolvimento	3.005	4.413
	153.774	**169.973**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)		
Capital social	684.204	684.204
Ajuste de avaliação patrimonial	(1.376)	(4.088)
Prejuízos acumulados	(674.534)	(722.887)
	8.294	**(42.771)**
TOTAL DO PASSIVO E PASSIVO A DESCOBERTO	**343.529**	**268.113**

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	31.12.2013	31.12.2012 reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**189.656**	**192.321**
CUSTO OPERACIONAL	**(175.143)**	**(171.798)**
Custo com Energia Elétrica	**(101.830)**	**(116.317)**
Energia elétrica comprada para revenda	(101.830)	(116.317)
Custo de Operação	**(58.665)**	**(35.434)**
Pessoal, material e serviços de terceiros	(52.619)	(30.575)
Depreciação e amortização	(5.863)	(4.876)
Outros	(183)	17
Custo de Construção	**(14.648)**	**(20.047)**
Lucro Bruto	**14.513**	**20.523**
Despesas Operacionais	**28.508**	**(128.677)**
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	**43.021**	**(108.154)**
Resultado Financeiro	**5.332**	**(24.700)**
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	**48.353**	**(132.854)**

Demonstração do Fluxo de Caixa
Em R$ milhões

	31.12.13	31.12.2012 Reapresentado
Prejuízo do exercício	**48.353**	**(132.854)**
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Depreciação do imobilizado	1.579	936
Amortização do intangível	8.799	7,043
Encargos do serviço da dívida	2.695	1.987
Benefício pós-emprego	1.186	8
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(54.163)	64.019
Provisão para contingências	1.455	8.267
Baixa do Ativo Imobilizado	47	-
Baixa do Ativo Intangível	(1.241)	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos (Impairment)	26.050	23.654
	(17.340)	**(26.940)**
(Aumento) redução de ativo		
Clientes	51.511	(74.487)
Conta de consumo de combustível - CCC	(50.543)	(5.789)
Almoxarifado	(27)	498
Tributos a recuperar	(4.932)	(6.575)
Cauções e depósitos vinculados	(2.404)	(5.583)
Outros	(5.391)	(442)
	(11.786)	**(92.378)**
Aumento (redução) de passivo		
Fornecedores	46.926	58.074
Tributos a recolher	(2.642)	4,145
Obrigações estimadas	3.698	6.282
Encargos setoriais	(376)	(4.740)
Partes relacionadas	2.938	19.694
Pesquisa e desenvolvimento	(2.546)	352
Provisões para contingências	(5.794)	1.839
Outros	(989)	533
	41.215	**86.179**
Fluxos de caixa das atividades operacionais	**12.089**	**(33.139)**
Pagamentos de encargos do serviço da dívida	(2.495)	(1.987)
	(2.495)	**(1.987)**
Caixa líquido gerado (aplicado nas) pelas atividades operacionais	**9.594**	**(35.126)**
Fluxos de caixa das atividades de investimentos		
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(19,067)	(15.822)
Aquisição no ativo imobilizado	(1.249)	(4.348)
Ativo intangível (concessão)	(2.370)	12.515)
Caixa liquido gerado (aplicado nas) pelas atividades de investimentos	**(22.686)**	**(32.685)**
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos		
Empréstimos e financiamentos obtidos	9.142	5.778
Pagamentos de empréstimos e financiamentos	(3.289)	(2.892)
Caixa líquido gerado (aplicado nas) pelas atividades de financiamentos	**5.853**	**2.886**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**(7.239)**	**(64.925)**
Caixa e equivalentes de caixa no inicio do exercício	14,741	79.666
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	7.502	14.741
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**(7.239)**	**(64.925)**

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T13 resultado 245,4% superior ao apurado no trimestre anterior, passando de prejuízo de R$ -9,7 milhões no 3T13 para lucro de R$ 13,2 milhões no 4T13, principalmente devido a Reversão de R$ 26,1 milhões de *impairment* registrado em dezembro de 2013.

Receita Operacional

O fornecimento de energia elétrica apresentou redução de 9,7%, passando de R$ 38,4 milhões no 3T13 para R$ 42,1 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento do consumo de energia.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

A energia elétrica comprada para revenda apresentou uma redução de 64,5%, passando de R$ 30,9 milhões no 3T13 para R$ 10,9 milhões no 4T13, principalmente devido ao registro de recuperação de parte desse custo via CDE em dezembro de 2013.
Os gastos com pessoal apresentaram redução de 35,5%, passando de R$ 12,4 milhões no 3T13 para R$ 8,2 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento de salário ocorrido em maio de 2013 (que foi registrado como retroativo a partir de agosto de 2013) e também ao PID – programa de Incentivo a Demissão registrado somente no 3T13.

Os gastos com serviços de terceiros apresentaram aumento de 59,8%, passando de R$ 3,5 milhões no 3T13 para R$ 5,7 milhões no 4T13, devido principalmente às finalizações de serviços ocorridos no 4T13.

Receita (despesa) operacional

A despesa com pessoal apresentou redução de 26,3%, passando de R$ 9 milhões no 3T13 para R$ 6,8 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento de salário ocorrido em maio de 2013 (que foi registrado como retroativo a partir de agosto de 2013), também o PID – programa de Incentivo a Demissão registrado somente no 3T13.

Provisões (PCLD e Contingenciais) apresentaram aumento de 240,9%, passando de reversão R$ 5,6 milhões no 3T13 para provisão de R$ 7,8 milhões no 4T13, decorrente principalmente de faturas vencidaS.

Resultado Financeiro

As receitas financeiras apresentaram aumento de 14,6%, passando de R$ 7,7 milhões no 3T13 para R$ 8,8 milhões no 4T13, principalmente devido a juros sobre parcelamentos.

As despesas financeiras apresentaram aumento de 35%, passando de R$ 4,6 milhões no 3T13 para R$ 6,2 milhões no 4T13, principalmente devido ao aumento da variação monetária passiva (encargos sobre energia comprada pra revenda e também atualização das ações contingenciais).

Dados de Mercado

1. Ativos de Geração e Energia Gerada (Contrato PIE's)

Usina	Capacidade Instalada/ MW	Energia Gerada / MWh				Inicio da operação	Fim da Concessão
		1T13	2T13	3T13	4T13		
Floresta	40MW	8.883,42	5.677,08	3.853,21	14.498.34	Abr/2010	Abr/2014
Distrito	20MW	15.898,15	14.149,97	15.491,01	23.481.43	Abr/2010	Abr/2014

2. Energia comprada para revenda

Sistema	Unidade	1T13	2T13	3T13	4T13
Eletrobras	MWh	200.880	200.818	198.163	206.466
	R$ milhões	37,5	37,5	36,9	40,4
Total	**MWh**	**200.880**	**200.818**	**198.163**	**206.466**
	R$ milhões	**37,5**	**37,5**	**36,9**	**40,4**

3. Energia Vendida

Distribuição para	1T13		2T13		3T13		4T13	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Serviços de Utilidade Pública	4,5	22.688	4,2	24.125	4,6	26.625	4,8	26.404
Industrial	0,9	3.413	0,9	3.694	0,8	3.469	0,8	3.433
Residencial	26,3	76.099	25,5	80.506	23,5	75.567	27,4	89.374
Comercial	10,2	33.680	9,9	36.209	9,7	36.007	10,6	39.426
Outros	2,0	10.064	1,7	9.112	1,7	9.113	2,0	10.292
Total	**43,9**	**145.944**	**42,2**	**153.646**	**40,3**	**150.781**	**45,6**	**168.929**

4. Número de Unidades Consumidoras Atendidas

	1T13	2T13	3T13	4T13
Serviços de Utilidade Pública	64	64	68	68
Industrial	355	347	341	337
Residencial	80.611	82.808	83.148	84.325
Comercial	8.765	8.746	8.762	8.765
Outros	3.635	3.716	3.713	3.708
Total	**93.430**	**95.469**	**96.032**	**97.203**

5. Expansão da Rede – número de novas ligações

1T13	2T13	3T13	4T13
1.908	2.431	2.208	2.655

6. Quantidade de Subestações

1T13	2T13	3T13	4T13
3	3	3	3

7. Combustível usado para produção de energia elétrica

Tipo	Unidade Métrica	1T13		2T13		3T13		4T13	
		Quantidade	R$ milhões	Quantidade	R$ milhões	Quantidade	R$ milhões	Quantidade	R$ milhões
Óleo Diesel	Lt/milhões	6,9	17,3	10,9	27,1	5,47	13,62	10,81	29,4

8. Perdas / %

1T13		2T13		3T13		4T13	
Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial	Técnica	Comercial
8,07	4,15	8,07	4,72	8,07	4,64	7,89	4,24

9. Extensão da linha de distribuição – em 31.12.13 / Caso não estejam abaixo relacionadas, incluir as demais tensões existentes.

Nível de Tensão kV	Extensão Km
138kv	0
69kv	70,53
34,5kv	41,57
13,8kv Urb.	695,46
13,8kv Rural	1.266,93
127/220V	1.304,46

10. Extensão da linha de transmissão – em 31.12.13– NA

11. DEC/ Duração das paralisações – em horas

1T13	2T13	3T13	4T13
1,91	3,35	4,72	12,93

12. FEC – Frequência de paralisações – quantidade de paralisações

1T13	2T13	3T13	4T13
2,21	6,31	9,17	21,53

13. TMA – Tempo médio de atendimento – em minutos

1T13	2T13	3T13	4T13
66,78	60,90	81,07	86,31

14. Tarifa Média – R$/MWh

1T13	2T13	3T13	4T13
301,14	274,86	266,91	245,23

15. Principais Investimentos – R$ milhões

Projeto	1T13	2T13	3T13	4T13	Orçado 2013
Distribuição	**1,63**	**6,08**	**2,63**	**5,34**	**19,1**
Ampliação RD Rural Distrib.Luz p/todos	0,00	0,00	0,00	0	0,1
Ampliação RD Urbana Distribuição	0,85	2,47	0,28	1,97	5,57
Manutenção Sistema de Distribuição	0,26	1,88	1,02	2,45	6,73
Modernização e Adequação de Sistema Comercial e de Distribuição	0,52	1,73	1,33	0,92	6,7
Outros	**0,03**	**0,52**	**0,32**	**1,8**	**5,81**
Manutenção e Adequação de bens imóveis	0,02	0,03	0	0	0,1
Manutenção e Adequação de bens móveis	0,00	0,36	0,04	0,86	3,59
Manutenção e Adequação de ativ de informática	0,01	0,13	0,28	0,94	2,12
Total	**1,66**	**6.6**	**2,95**	**7,14**	**24,91**

16. Investimentos Novos - NA

17. Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

Credor	Saldo em 31.03.13	Saldo em 30.06.13	Saldo em 30.09.13	Saldo em 31.12.13	Vencimento	Indexadores
Eletrobras RES 0676	5,6	5,22	4,85	4,47	30/07/2016	Juros 10% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2877	4,04	4,04	4,94	4,86	30/11/2018	Juros 5% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 1554	4,9	4,63	4,31	3,98	30/07/2016	Juros 10% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras RES 0898	1,4	1,34	1,27	1,22	30/08/2016	IGP-M + juros 10% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2516	0,15	0,14	0,12	0,10	30/09/2015	Juros 5% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2554	0,12	0,11	0,10	0,08	30/09/2015	Juros 5% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2919	1,2	1,2	1,2	1,2	30/01/2019	Juros 5% aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2995	1,8	1,8	1,8	1,8	30/10/2019	Juros % aa + Taxa Adm 2%
Eletrobras ECF 2902	1,7	0,06	1,1	1,1	30/05/2026	Juros US + Taxa Adm 0,5%
Eletrobras ECF 3015	-	-	0,5	0,5	30/10/2019	Juro 0,5 aa % + Selic
Eletrobras ECF 3079	-	-	0,9	0,9	30/06/2015	Juro 0,5 aa % + Selic
Eletrobras ECF 3086	-	-	-	0,5	30/05/2015	Juro 0,5 aa % + Selic
Eletrobras ECF 3081	-	-	-	0,9	30/10/2015	Juro 0,5 aa % + Selic
Eletrobras RES 0892	-	-	-	3,2	30/06/2015	Juro 0,5 aa % + Selic
Eletronorte	6,7	4,40	1,78	-	30/11/2013	IGP-M + juros 10% aa + Taxa Adm 2%

18. Obrigações contratuais em 31.12.13

Empréstimos e Financiamento R$ milhões	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
	-	7,74	8,01	4,02	1,64	3,40

Contratos de Compra de Energia	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
R$ milhões	152,30	155.450	200.607	275,31	301,15	2.759,62
MWh	806,327	825.860	1.007.476	1.090.101	1.149.592	6.024.529

19. Inadimplência – faturas com atraso de mais de 120 dias – em 31.12.13

Classe	R$ milhões
Serviços de Utilidade Pública	16,25
Industrial	0,48
Residencial	0,65
Comercial	0,38
Outros	26,77
Total	**44,53**

20. Número de Empregados (quadro efetivo -inclui requisitados e exclui cedidos)

20.1.Por tempo

Distribuição

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	18	18	18	14
6 a 10	63	63	59	55
11 a15	0	0	0	12
16 a 20	0	0	0	00
21 a 25	25	25	25	24
mais de 25	44	44	40	35
Total	**150**	**150**	**142**	**140**

Administração

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	10	10	09	06
6 a 10	95	95	95	66
11 a15	0	0	0	23
16 a 20	0	0	0	00
21 a 25	9	9	9	09
mais de 25	22	22	22	17
Total	**136**	**136**	**135**	**121**

20.2. Por região

Estados da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Roraima	286	286	277	**261**

20.3. Por lotação

Lotação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
Campo	150	150	142	140
Administrativo	136	136	135	121

21. Mão/de/obra Contratada / Terceirizada

Operacional	1T13	2T13	3T13	4T13
	235	235	235	269

22. Índice de Rotatividade

1T13	2T13	3T13	4T13
0,003%	0,0%	0,01%	0,02%

Eletrobras
Eletropar

Balanço Patrimonial
(em milhares de reais)

ATIVO	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	54.240	63.804
Remuneração dos investimentos	1.211	946
Ativos fiscais a compensar	1.803	945
Outros	0	21
	57.254	**65.716**
NÃO CIRCULANTE		
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		
Ativos fiscais a compensar	2.741	2.741
Depósitos judiciais	48	1.743
	2.789	4.484
INVESTIMENTOS	92.545	113.178
IMOBILIZADO	28	33
INTANGÍVEL	19	12
	95.381	**117.707**
TOTAL DO ATIVO	**152.635**	**183.423**

PASSIVO	31.12.2013	31.12.2012
CIRCULANTE		
Remuneração aos acionistas	801	3.194
Contas a pagar	817	401
Tributos e contribuições sociais	33	153
Obrigações estimadas	220	220
	1.871	**3.968**
NÃO CIRCULANTE		
Provisões para riscos fiscais		1.697
Imposto de renda e contrib. social diferidos	8.860	16.075
	8.860	**17.772**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	118.054	118.054
Reserva legal	3.159	2.991
Dividendo adicional proposto	2.401	9.581
Ajustes de avaliação patrimonial	18.290	31.057
	141.904	**161.683**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**152.635**	**183.423**

Eletrobras
Eletropar

Demonstração dos Resultados
(em R$ milhares)

	2013	2012
RECEITAS OPERACIONAIS		
Dividendos	2.206	10.332
Juros sobre capital próprio	91	1.112
Participação societária	679	2.346
	2.976	13.790
DESPESAS OPERACIONAIS		
Pessoal/honorários	(2.659)	(2.765)
Materiais e produtos	(84)	(77)
Viagens, condução e treinamento	(44)	(173)
Serviços de terceiros	(724)	(963)
Propaganda e publicidade	(507)	(597)
Tributos e contribuições	(533)	(321)
Aluguel, condomínio e IPTU	(81)	(80)
Reversão (Provisões) operacionais	1.712	
Outras	(100)	(97)
	(3.020)	(5.073)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(44)	8.717
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS		
Receitas financeiras	4.221	6.150
Despesas financeiras	(805)	(1.030)
RESULTADO FINANCEIRO	3.416	5.120
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	3.372	13.837
Imposto de renda e contribuição social	(9)	(502)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	3.363	13.335
LUCRO POR AÇÃO		
Básico e Diluído	0,28583	1,13354

Eletrobras
Eletropar

Demonstração do Fluxo de Caixa
(em R$ milhares)

	2013	2012
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro liquido do período	3.363	13.335
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas operações:		
Depreciação e amortização	14	15
Resultado de participações societárias	(679)	(2.346)
Provisões	(1.713)	
Baixa de imobilizado		3
Sub total	985	11.007
(Acréscimos) decréscimos nos ativos operacionais		
Remuneração dos investimentos	(265)	(10.182)
Ativos fiscais a compensar	(857)	(500)
	(1.122)	(10.682)
Acréscimos (decréscimos) nos passivos operacionais		
Tributos e contribuições sociais	(123)	(73)
Contas a pagar	416	173
Obrigações estimadas	(2)	192
	291	293
Resgate de depósitos administrativos	1.734	
Fluxos de caixa das atividades operacionais	**1.888**	**617**
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Pagamento de dividendos	(12.775)	(22.472)
Outros	7	107
Fluxos de caixa das atividades de financiamento	**(12.768)**	**(22.365)**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
Aquisição de ativo imobilizado	(15)	(9)
Dividendos recebidos	1.331	13.866
Fluxos de caixa das atividades de investimentos	**1.316**	**13.857**
Redução no caixa e equivalentes de caixa	**(9.564)**	**(7.891)**
Caixa e equivalentes de caixa no inicio do período	63.804	71.695
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	54.240	63.804
Redução no caixa e equivalentes de caixa	**(9.564)**	**(7.891)**

Eletrobras
Eletropar

Dados de Mercado

1. Investimentos

Empresa	Tipo	Quantidade	Participação (%)
CTEEP	PN	999.663	0,65
Eletropaulo	PNB	2.095.644	1,25
EMAE	PN	523.911	1,42
Energias do Brasil	ON	1.485.678	0,31
CPFL Energia	ON	1.703.600	0,18

2. Número de Empregados (incluindo requisitados e excluindo cedidos)

2.1.Por tempo

Tempo de trabalho na empresa (Anos)	1T13	2T13	3T13	4T13
Até 5	3	3	3	2
6 a 10	3	3	3	3
11 a15	-	-	-	-
16 a 20	-	-	-	-
21 a 25	-	-	-	-
mais de 25	-	-	-	-
Total	**6**	**6**	**6**	**5**

2.2. Por região

Estado da Federação	Nº de empregados			
	1T13	2T13	3T13	4T13
RJ	6	6	6	5

3. Mão-de-obra Contratada / Terceirizada

1T13	2T13	3T13	4T13
6	6	6	6