Rio de Janeiro, 21 de maio de 2013 – O Grupo NEOENERGIA (BOVESPA: GNAN3B) divulga os resultados do 1º trimestre, encerrado em 30 de março de 2013. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto onde estiver indicado de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados e em Reais, de acordo com a Legislação Societária Brasileira.



Relatório de Acompanhamento – 1T13

Neoenergia - Dados Consolidados

Destaques econômicos - R$ milhões	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Líquida	2.590	2.795	7,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	557	429	-23,0%
EBITDA [1]	705	577	-18,1%
Margem EBITDA (%)	27,2%	20,7%	-6,5 p.p.
Lucro Líquido	390	280	-28,2%
Dívida Líquida	2.250	1.688	-25,0%
Investimentos	406	880	116,6%
Destaques operacionais	**1T12**	**1T13**	**Var.**
Energia Injetada (GWh) - Distribuidoras	9.855	10.569	7,2%
Energia Distribuida (GWh) - Distribuidoras	8.251	8.821	6,9%
Energia Vendida (GWh) - Distribuidoras	7.383	7.642	3,5%
Capacidade Instalada (MW) - Em Operação [2]	1.558	1.558	0,0%
Energia Assegurada (MW) - Em Operação [2]	1.105	1.115	0,9%
Número de Consumidores (mil) - Distribuidoras	9.451	9.749	3,1%
Número de Colaboradores	5.119	5.187	1,3%

[1] EBITDA = Lucro antes de impostos, juros, depreciação e amortização.

[2] Capacidade Instalada e Energia Assegurada - Considera a participação da Neoenergia e sócios majoritários em cada projeto.

Contatos:

Erik Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Telefone: (55 21) 3235-9824
e-mail: ri@neoenergia.com

Vanessa Vollet Azevedo
Gerente Financeiro e de Relações com Investidores
Telefone: (55 21) 3235-9825
e-mail: ri@neoenergia.com

Sérgio Nascimento
Gestor de Relações com Investidores
Telefone: (55 71) 3370-5114
e-mail: ri@coelba.com.br

www.neoenergia.com/ri

Aviso Importante
Este material pode incluir informações e opiniões sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais essas opiniões se baseiam. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar.

SUMÁRIO

1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DO GRUPO NEOENERGIA 3

2. EMPRESAS DO GRUPO NEOENERGIA POR SEGMENTO DE NEGÓCIO 3

3. DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIOS 4

3.1 DISTRIBUIÇÃO 5

3.1.1 Receita com Fornecimento de Energia 5

3.1.2 Número de Consumidores Ativos 6

3.1.3 Número de Consumidores Baixa Renda 6

3.1.4 Energia Vendida 7

3.1.5 Reajuste / Revisão Tarifária 8

3.1.6 Balanço Energético 9

3.1.7 Índice de Perdas 11

3.1.8 Arrecadação 12

3.1.9 Indicadores de Qualidade 13

3.2 GERAÇÃO 14

3.2.1 Usinas em Operação 15

3.2.2 Novos Investimentos em Geração 18

3.3 COMERCIALIZAÇÃO 19

3.4 TRANSMISSÃO 19

3.4.1 Em Operação 19

3.4.2 Em implantação 20

3.5 OUTROS 22

4. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO 22

4.1 RECEITA BRUTA (+) 22

4.2 DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (-) 23

4.3 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (=) 24

4.4 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIÇÃO 24

4.4.2 DEPRECIAÇÃO / AMORTIZAÇÃO 26

4.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DA GERAÇÃO 26

4.6 EBITDA E MARGEM EBITDA 26

4.7 RESULTADO FINANCEIRO 27

4.8 IMPOSTO SOBRE RESULTADO (INCENTIVO FISCAL DE IMPOSTO DE RENDA – SUDENE) 28

4.9 LUCRO LÍQUIDO 29

5. ESTRUTURA DE CAPITAL 29

5.1 PERFIL DA DÍVIDA 29

5.2 RATING 31

6. INVESTIMENTOS 31

6.1 PROGRAMA LUZ PARA TODOS 32

7. EVENTOS SUBSEQUENTES 33

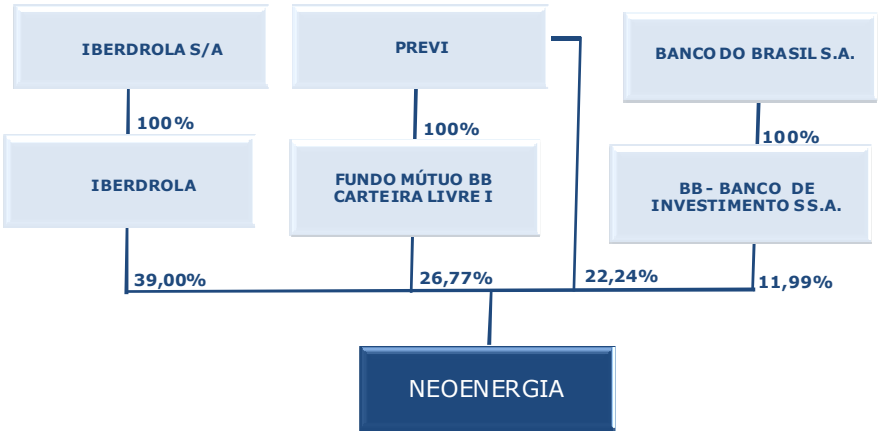
ANEXO I - BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO 35

ANEXO I - BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO 36

ANEXO II - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADO 37

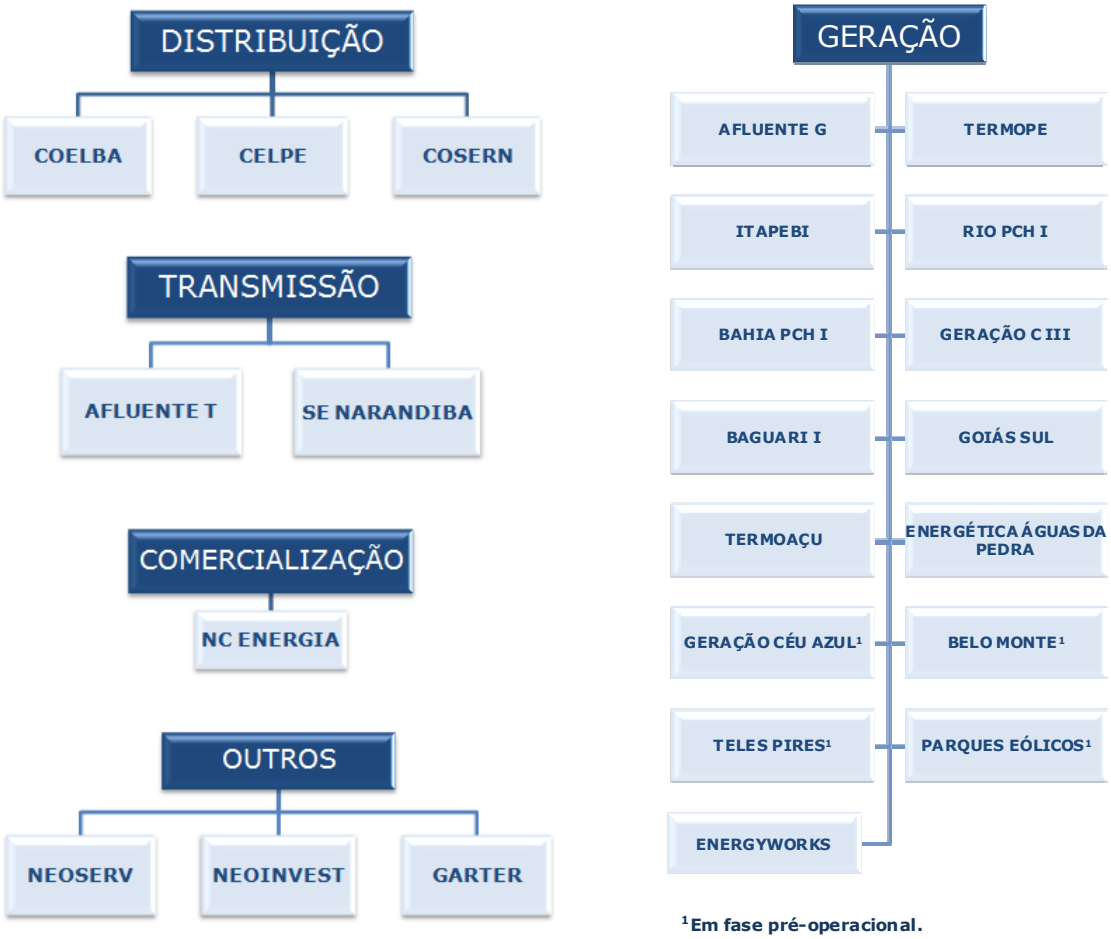
ANEXO III - DESTAQUES FINANCEIROS POR SEGMENTO DE NEGÓCIO 38

1. Composição Acionária do Grupo Neoenergia



2. Empresas do Grupo Neoenergia por Segmento de Negócio

A NEOENERGIA é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.



[1] Em fase pré-operacional.

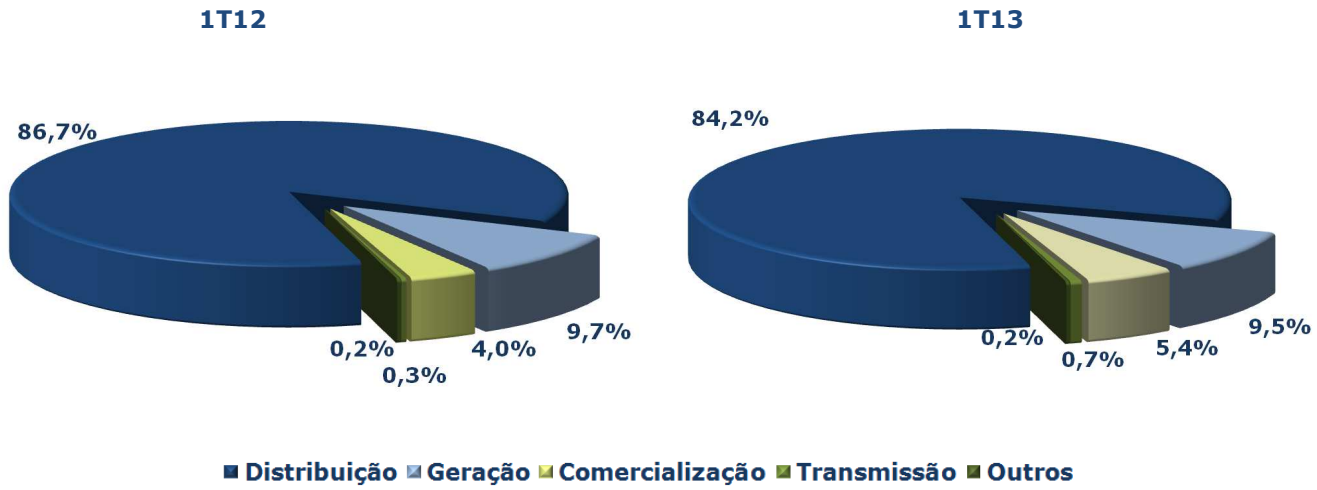
3. Desempenho dos Segmentos de Negócios

Dados Econômico-Financeiros	DISTRIBUIÇÃO			GERAÇÃO			COMERCIALIZAÇÃO		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (R$ milhões)	3.541	3.507	-1,0%	295	313	6,2%	139	198	42,5%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	2.440	2.591	6,2%	276	292	5,6%	113	165	46,7%
Resultado do Serviço - EBIT (R$ milhões)	422	361	-14,4%	123	51	-58,9%	24	35	44,4%
EBITDA (R$ milhões)	544	483	-11,2%	148	75	-49,1%	24	35	44,3%
Resultado Financeiro (R$ milhões)	-83	-50	40,2%	-22	-20	8,6%	2	1	19,3%
Margem EBITDA (%)	22,3%	18,7%	-3,6 p.p.	53,5%	25,8%	-27,7 p.p.	21,6%	21,3%	-0,3 p.p.
Lucro Líquido (R$ milhões)	283	267	-5,7%	85	22	-74,6%	18	24	34,7%

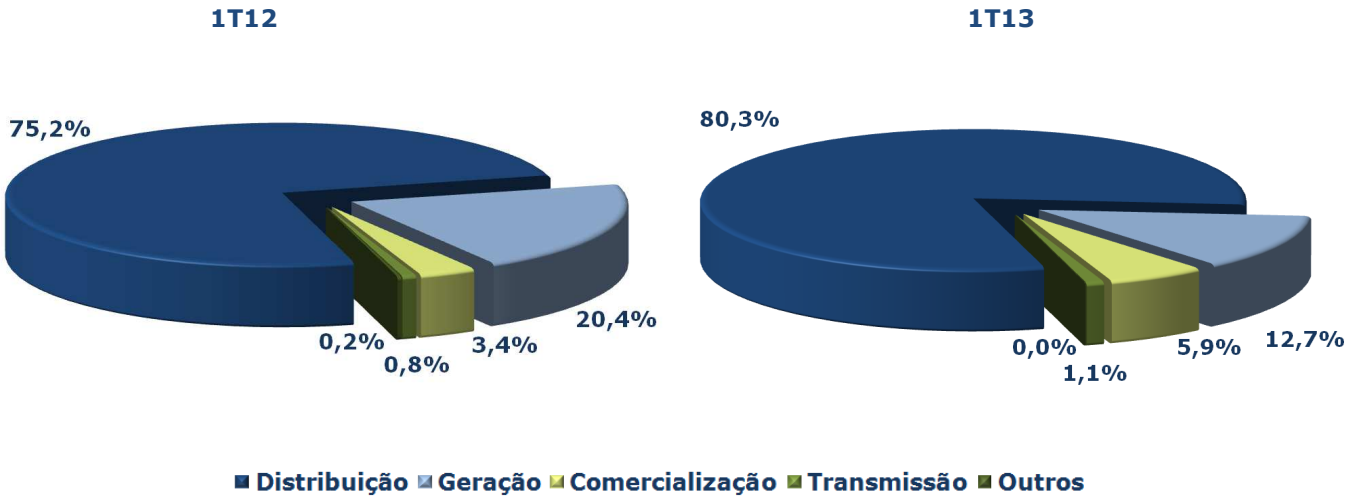
Dados Econômico-Financeiros	TRANSMISSÃO			OUTROS			CONSOLIDADO		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (R$ milhões)	10	22	121,7%	7	7	0,0%	3.740	3.768	0,8%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	8	21	146,6%	6	6	0,0%	2.590	2.795	7,9%
Resultado do Serviço - EBIT (R$ milhões)	6	6	0,0%	2	-0	0,0%	557	429	-23,0%
EBITDA (R$ milhões)	6	6	0,0%	2	-0	-101,9%	705	577	-18,1%
Resultado Financeiro (R$ milhões)	0	0	0,0%	-0	-0	0,00%	-22	-19	-11,7%
Margem EBITDA (%)	70,3%	30,4%	-39,9 p.p.	25,7%	-0,5%	-26,2 p.p.	27,2%	20,7%	-6,5 p.p.
Lucro Líquido (R$ milhões)	6	6	0,0%	1	-1	-159,9%	390	280	-28,2%

Nota: Consolidado considera as eliminações entre as empresas do Grupo.

Participação na Receita Operacional Líquida



Participação no EBITDA



3.1 DISTRIBUIÇÃO

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

No 1T13 as tarifas de energia elétrica das Distribuidoras foram reduzidas, conforme definido pela Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e Resolução Homologatória nº. 1.429, de 24 de janeiro de 2013.

COELBA

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a explorar os sistemas de sub-transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com atuação no Estado da Bahia, que atende a uma população estimada de 14 milhões de habitantes em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia. A área de concessão da Companhia abrange aproximadamente 563 mil Km².

CELPE

A Companhia Energética de Pernambuco - CELPE é uma distribuidora de energia elétrica, com atuação em todo o Estado de Pernambuco e no município de Pedras de Fogo, no Estado da Paraíba, com população estimada de 8,835 milhões de habitantes em 185 municípios e o Distrito Estadual de Fernando de Noronha - PE. Sua área de concessão engloba 99 mil Km².

COSERN

A COSERN é uma Companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio Grande do Norte, que atende a uma população estimada de 3,014 milhões de habitantes em 167 municípios. Sua área de concessão engloba 53 mil Km².

3.1.1 Receita com Fornecimento de Energia

No 1T13 a Receita Bruta com Fornecimento de Energia Elétrica das distribuidoras alcançou R$ 2,758 bilhões, uma redução de 5,0% (R$ 147 milhões) em relação ao 1T12 (R$ 2,905 bilhões). As classes que contribuíram para este resultado foram: a residencial, com diminuição de R$ 7 milhões (0,6%), a industrial, com R$ 99 milhões (23,4%) a comercial, com R$ 24 milhões (3,3%), e, outras classes, com 23 milhões (6,6%). A exceção foi à classe rural, que apresentou crescimento de R$ 7 milhões (5,7%).

Por distribuidora esta redução foi de: R$ 61 milhões (4,0%), na COELBA, R$ 80 milhões (8,0%), na CELPE e R$ 6 milhões (1,5%) na COSERN.

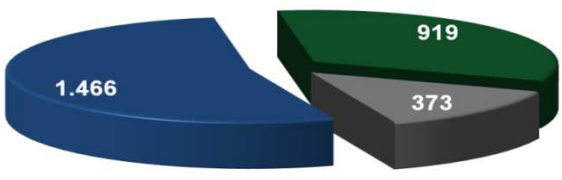
A redução na Receita de Fornecimento ocorrida nas Distribuidoras do Grupo em relação ao 1T12, foi influenciada principalmente, pela redução das tarifa de energia conforme Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e Resolução Homologatória nº. 1.429, de 24 de janeiro de 2013.

Receita com Fornecimento de Energia – R$ milhões

1T12 – R$ 2.905



1T13 – R$ 2.758



COELBA CELPE COSERN

*Excluído consumo próprio e suprimento

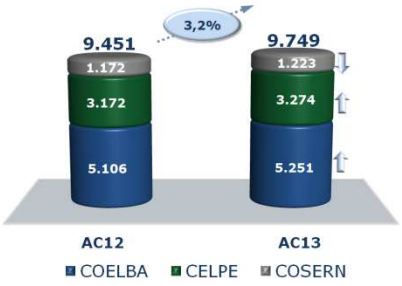
3.1.2 Número de Consumidores Ativos

Em 31 de março de 2013, o Grupo NEOENERGIA atingiu patamar de 9,749 milhões de consumidores, obtendo crescimento de 3,2%, representando incremento de 298 mil novos clientes, em relação ao mesmo período do anterior.

O crescimento apresentado no gráfico ao lado, foi impulsionado, principalmente, pelo aumento neste período de 287 mil (3,5%) novos clientes na classe residencial.

A classe residencial neste ano representou 87,7% do total de consumidores do grupo, sendo responsável por 46,7% da receita de fornecimento do mercado cativo.

Número de Consumidores – mil



*Excluído consumo próprio e suprimento
*AC – Acumulado

COELBA

Em 31 de março de 2013, o número de consumidores ativos da distribuidora aumentou 2,8% em relação ao ano anterior, representando um incremento de 145 mil novas unidades e alcançando o patamar de 5,251 milhões de clientes. Este aumento está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda), que contribuiu com 128 mil novos consumidores (2,8%), devido principalmente ao crescimento vegetativo do mercado regulado da Coelba, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados por meio do Programa Luz para Todos - LPT.

Os consumidores residenciais representaram 88,2% do total de clientes ativos, e destes 42,8% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010. Em março de 2012 esse número era de 37,4%, esse aumento deve-se enquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela ANEEL para a concessão do benefício, baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão aos demais programas sociais do governo federal.

CELPE

O número de consumidores ativos da CELPE totalizou 3,274 milhões, representando um crescimento de 3,2% (102 mil novos consumidores) em 31 de março de 2013, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. Este aumento foi impactado, principalmente, pela classe residencial, que contribuiu com 119 mil novos clientes, equivalente a 4,3% de aumento.

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 43,7% do total de consumidores residenciais da CELPE. Em 31 de março de 2012 o número de consumidores baixa renda era de 39,9%, esse aumento deve-se enquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela ANEEL para a concessão do benefício, baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão aos demais programas sociais do governo federal.

COSERN

O número de consumidores ativos em 31 de março de 2013 apresentou um crescimento de 4,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, o que representa crescimento 51 mil novos consumidores, totalizando 1,223 milhão de clientes. Nesta distribuidora a classe residencial também foi a principal responsável por este crescimento, com 41 mil (4,1%) novos clientes, decorrente do aumento vegetativo do número de domicílios no Estado.

O número de consumidores residenciais corresponde a 85,60% do total, equivalente a 1,047 milhão de consumidores. A participação de clientes de baixa renda em 31 de março de 2013 foi de 36,4% apresentando acréscimo de 2,9 p.p quando comparado com o mesmo período do ano anterior (33,5%). Esse aumento deve-se enquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela ANEEL para a concessão do benefício, baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão aos demais programas sociais do governo federal.

3.1.3 Número de Consumidores Baixa Renda

A Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, as Distribuidoras do Grupo tiveram redução

significativa na base de clientes com o descadastramento de aproximadamente 2 milhões de clientes com tarifa social (subsidiada). Até dezembro de 2012, o Grupo cadastrou 993 mil consumidores e no 1T13 mais 23 mil consumidores, totalizando até março de 2013 o montante de 3,616 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada. Na Celpe no 1T13 apesar de ter cadastrado clientes que tem direito ao beneficio, ocorreu maior quantidade de clientes que perderam o benefício da tarifa social, pois não estavam mais cadastrados na base de dados da Caixa Econômica Federal (Cadúnico), consequentemente foram descadastrados.

O quadro, a seguir, demonstra os efeitos apresentados nas Distribuidoras do Grupo em função da Lei nº 12.212/2010:

Empresa	Quantidade de Cliente Baixa Renda					
	Antes da Perda Jul/10	Perdas	Saldo após Perdas Dez/11	Saldo - Dez/12	Cadastro até Mar/13	Saldo - Mar/13
COELBA	2.596.124	1.162.787	1.433.337	1.960.016	20.924	1.980.940
CELPE	1.591.383	721.545	869.838	1.256.651	-2.056	1.254.595
COSERN	449.294	152.489	296.805	376.476	4.368	380.844
NEOENERGIA	**4.636.801**	**2.036.821**	**2.599.980**	**3.593.143**	**23.236**	**3.616.379**

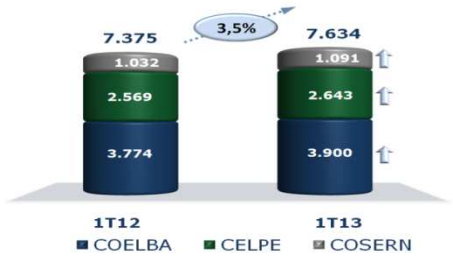
Base : 31 de Março de 2013

3.1.4 Energia Vendida

A energia vendida no 1T13 totalizou 7.634 GWh, apresentando um aumento de 3,5% (259 GWh) em relação ao período ao 1T12, influenciada pelo crescimento nas Distribuidoras COELBA de 126 GWh, CELPE de 74 GWh e COSERN de 59 GWh.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE apurou crescimento no 1T13 de 2,5% no consumo de energia no País em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Energia Vendida – GWh



*Excluído consumo próprio e suprimento

COELBA

A energia vendida pela COELBA no 1T13 apresentou crescimento de 3,3% em relação ao 1T12, equivalente a 126 GWh, influenciado principalmente pelo aumento de 9,3% (133 GWh) na classe residencial, 3,8% (28 GWh) na comercial, 16,8% (50 GWh) na rural e 5,7% (31GWh) outras classes. A exceção foi a classe industrial que obteve redução de 15,7% (116 GWh) reflexo da migração de clientes do mercado industrial regulado para o livre contratação, fato este que vem ocorrendo em todas as distribuidoras do país, com mais vigor a partir de janeiro/12.
A classe residencial apresentou um crescimento de 9,3%, atingindo um consumo de 1.565 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total da Coelba, com uma participação de 40,1%. O crescimento apresentado neste período foi decorrente principalmente dos programas sociais como o Luz para Todos e bolsa família.

A classe comercial apresentou acréscimo de 3,7% com o consumo de energia evoluindo em ritmo mais lento que o verificado no ano passado, acompanhando o volume de vendas no comércio baiano.

A classe rural tem desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, apresentou crescimento de 8,9% em função principalmente da maior utilização de equipamentos para irrigação, como consequência da forte estiagem que assolou todo o Nordeste, atingindo a Bahia principalmente nas regiões oeste e norte, onde a participação da irrigação é relevante.

CELPE

A energia vendida no 1T13 apresentou crescimento, 2,9% (75 GWh) em relação ao 1T12, influenciado pelo crescimento na classe residencial de 9,3% (97 GWh), comercial de 3,5% (20 GWh), rural 10,5% (16 GWh) e outras classes 0,9% (4 GWh). Exceção também na CELPE, foi a classe industrial que obteve redução de 15,7% (65GWh) função da migração de clientes industriais do mercado regulado para livre contratação.

A classe residencial, que representa 430% do mercado regulado apresentou uma elevação 9,3% em relação ao ano anterior. Esse resultado está acima da média histórica da classe e pode ser explicado pela elevação da temperatura

média, uma vez que o primeiro trimestre de 2013 superou em 1,18°C o mesmo trimestre de 2012 no estado de Pernambuco.

A classe comercial fechou o trimestre com um crescimento de 8,9% em relação ao 1T12, em função da elevação da temperatura média no estado e na ampliação de abertura de grandes centros comerciais.

A classe rural, que representa apenas 6,5% do mercado cativo, obteve crescimento 10,5%. Este segmento é mais susceptível a oscilações decorrentes de fatores climáticos, sobretudo incidência de chuvas. No primeiro trimestre a redução do índice pluviométrico foi de 27,4% em relação o mesmo período do ano anterior, tendo como consequência a necessidade de maior bombeamento d'água para irrigação.

COSERN

O aumento da energia vendida foi de 5,7% (59 GWh) no 1T13 em relação ao ano anterior. Motivado pelos aumentos nas classes residencial 9,4% (38 GWh), comercial 6,9% (15 GWh), rural 26,5% (24 GWh), e outras classes 4,3% (7 GWh). A classe industrial teve queda de 16,2% (25 GWh), justificado pelos setores têxteis e de confecções que vem demonstrando declínio nos últimos meses, inclusive com o fechamento de importantes indústrias.

A maior evolução 26,49% ocorreu na classe rural devido à maior utilização de irrigação artificial em razão da pouca ocorrência de chuvas.

O quadro a seguir demonstra a composição do fornecimento de energia das distribuidoras por classe.

Empresa Classe	1T12			1T13			Diferença 1T13/1T12 - %		
	Receita (R$ milhões)	Clientes - AC (mil)	Volume (GWh)	Receita (R$ milhões)	Clientes - AC (mil)	Volume (GWh)	Receita (R$ milhões)	Clientes - AC (mil)	Volume (GWh)
COELBA									
Residencial	699	4.501	1.433	701	4.629	1.565	0,2%	2,8%	9,3%
Industrial	229	20	742	175	20	626	-23,4%	-1,4%	-15,7%
Comercial	376	312	751	367	323	779	-2,5%	3,6%	3,7%
Rural	66	201	298	69	207	348	4,9%	2,7%	16,8%
Outras Classes	157	72	550	154	73	581	-1,8%	1,0%	5,7%
	1.527	**5.106**	**3.774**	**1.466**	**5.251**	**3.900**	**-4,0%**	**2,8%**	**3,3%**
CELPE									
Residencial	429	2.755	1.041	417	2.874	1.138	-2,9%	4,3%	9,3%
Industrial	148	13	398	113	12	335	-24,2%	-2,0%	-15,7%
Comercial	249	198	563	236	201	583	-5,4%	1,8%	3,5%
Rural	34	176	155	34	156	171	0,7%	-11,7%	10,5%
Outras Classes	138	30	412	119	31	415	-13,4%	2,1%	0,9%
	999	**3.172**	**2.569**	**919**	**3.274**	**2.643**	**-8,0%**	**3,2%**	**2,9%**
COSERN									
Residencial	168	1.007	408	171	1.048	446	2,0%	4,1%	9,4%
Industrial	46	5	155	36	5	130	-20,7%	-3,1%	-16,2%
Comercial	96	76	223	95	79	238	-1,4%	3,4%	6,9%
Rural	18	64	89	21	72	113	18,2%	12,5%	26,5%
Outras Classes	51	20	157	49	20	164	-3,1%	0,0%	4,3%
	379	**1.172**	**1.032**	**373**	**1.223**	**1.091**	**-1,5%**	**4,4%**	**5,7%**
TOTAL									
Residencial	1.296	8.263	2.882	1.289	8.550	3.150	-0,6%	3,5%	9,3%
Industrial	423	38	1.295	324	37	1.091	-23,4%	-1,8%	-15,7%
Comercial	722	586	1.536	698	603	1.599	-3,3%	2,9%	4,1%
Rural	118	442	543	125	434	633	5,7%	-1,6%	16,6%
Outras Classes	346	122	1.119	323	123	1.161	-6,6%	1,1%	3,7%
	2.905	**9.451**	**7.375**	**2.758**	**9.749**	**7.634**	**-5,0%**	**3,2%**	**3,5%**

Nota:
(1) O item 'Clientes' refere-se à Consumidores ativos.
(2) Outros = Poder Público + Iluminação Pública + Serviço Público .
(3) Não foram considerados para o quadro acima Consumo Próprio e Suprimento.
(4) Clientes - AC (Acumulado).

3.1.5 Reajuste / Revisão Tarifária

Conforme previsto nos Contratos de Concessão da CELPE, COELBA e COSERN, os processos de reajuste e revisão tarifária são determinantes para o entendimento da receita do segmento de distribuição de energia elétrica. A seguir são apresentados os índices de reajustes aprovados pela ANEEL, com vigência até 21/04/2013 para as distribuidoras COELBA e COSERN e até 28/04/2013 para a CELPE.

COELBA

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2012, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 10,73%, sendo 7,53% relativo ao reajuste econômico e de 3,19% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 6,57% a ser percebido pelos consumidores cativos.



As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2012 com vigência até 21 de abril de 2013. Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 7,36%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residenciais e baixa renda, o aumento médio foi de 6,15%.

CELPE

A ANEEL aprovou na reunião pública de diretoria realizada em 24 de abril de 2012 o reajuste tarifário anual da Companhia de 7,71%, sendo 7,70% relativo ao reajuste econômico e de 0,01% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 5,41% a ser percebido pelos consumidores.



As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2012 com vigência até 28 de abril de 2013.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 5,41%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, o aumento médio também foi de 5,41%.

COSERN

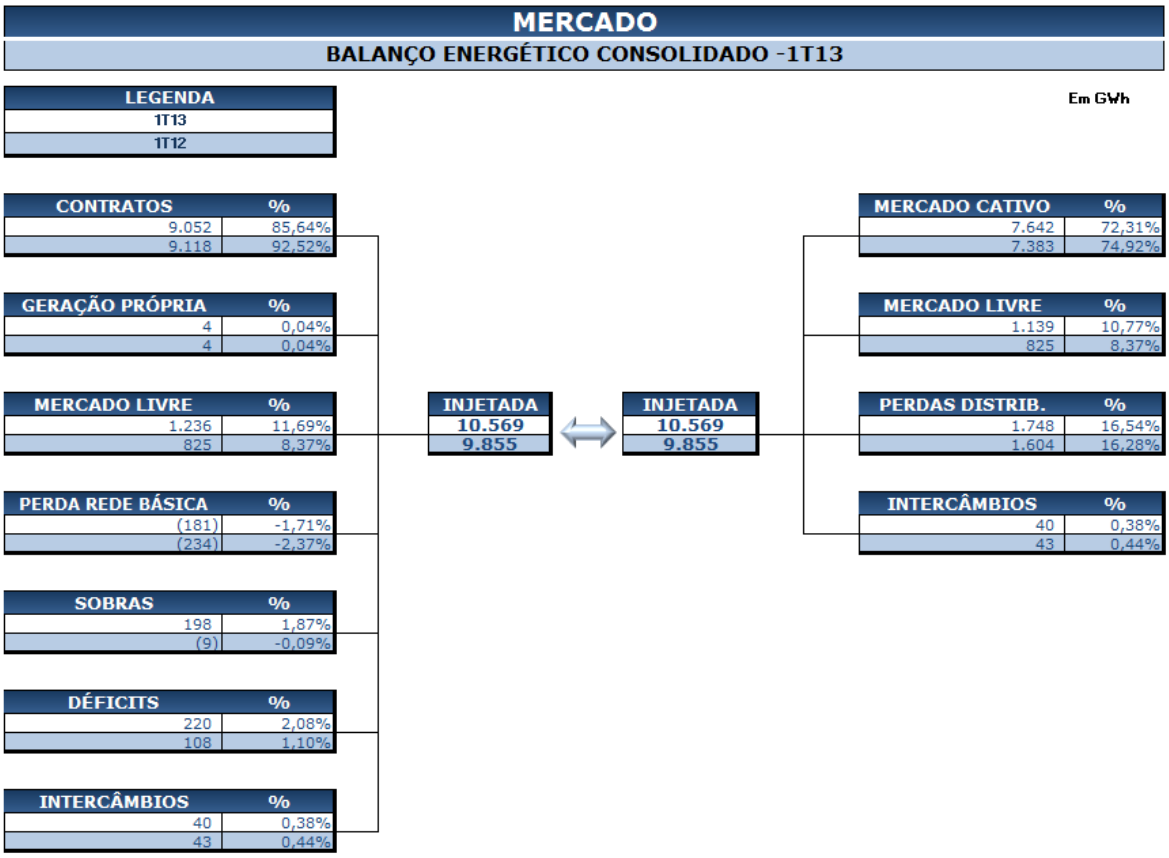
A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 1.279, de 18 de abril de 2012, publicada no diário oficial da união de 20 de abril de 2012, fixou em 10,28% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 9,70% relativos ao reajuste tarifário anual e 0,58% aos componentes financeiros.



O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores cativos é de 6,43% sendo 6,05% para os atendidos em baixa tensão (residências e outros) e 7,35% para os de alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande porte). As tarifas homologadas pela ANEEL entraram em vigor a partir de 22 de abril de 2012 com vigência até 21 de abril de 2013.

3.1.6 Balanço Energético

No 1T13 a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo NEOENERGIA apresentou crescimento de 7,2% (714 GWh) em relação ao 1T12, impactada pelos seguintes crescimentos: 5,9% na COELBA (289 GWh), 8,6% na CELPE (144 GWh) e de 8,4% na COSERN (114 GWh).



COELBA

Na COELBA a energia injetada atingiu o patamar de 5.148 GWh no 1T13. Do total da energia injetada, 76,0 (3.904 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 9,5% (4665 GWh) para o consumo do mercado livre, e 15,1% (779 GWh) representaram perdas na energia injetada.

O mercado livre apresentou aumento expressivo de 42,8% (140 GWh) em relação ao 1T12. Esse crescimento é decorrente principalmente migração de mercado regulado para o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

CELPE

A energia injetada na CELPE no 1T13 foi de 3.950 GWh . Da energia total injetada 67,0% (2.646 GWh) foi destinada ao mercado próprio da distribuidora, 12,2% (484 GWh) para o consumo do mercado livre, 19,8% (780 GWh) referente a perdas de distribuição de energia e 1,0% (40 GWh) referentes aos intercâmbios com outras distribuidoras.

O mercado livre, obteve crescimento de 41,6% (142 GWh) em relação ao 1T12 devido principalmente a migração de grandes clientes da companhia do mercado regulado para o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

COSERN

Na COSERN a energia injetada no 1T13 atingiu 1.471 GWh, dos quais 74,3% (1.092 GWh) foi destinada ao mercado cativo da distribuidora, 12,9% (189 GWh) ao mercado livre e 12,8% (189 GWh) refere-se a perdas na energia injetada.

O mercado livre, apresentou crescimento de 19,7% (31 GWh) em relação ao 1T12, motivado pela migração de clientes do mercado regulado para o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Energia Contratada

No 1T13 as distribuidoras do Grupo Neoenergia participaram do 15º Leilão de Ajuste que, for falta de oferta, terminou sem negociação de energia entre os proponentes.

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para os mercados das distribuidoras em 31/03/2013 e a energia a contratar baseada na expectativa de crescimento do Grupo, para o período de 2013 a 2030.

Projeção de Contratação de Energia 2013 a 2030 - GWh

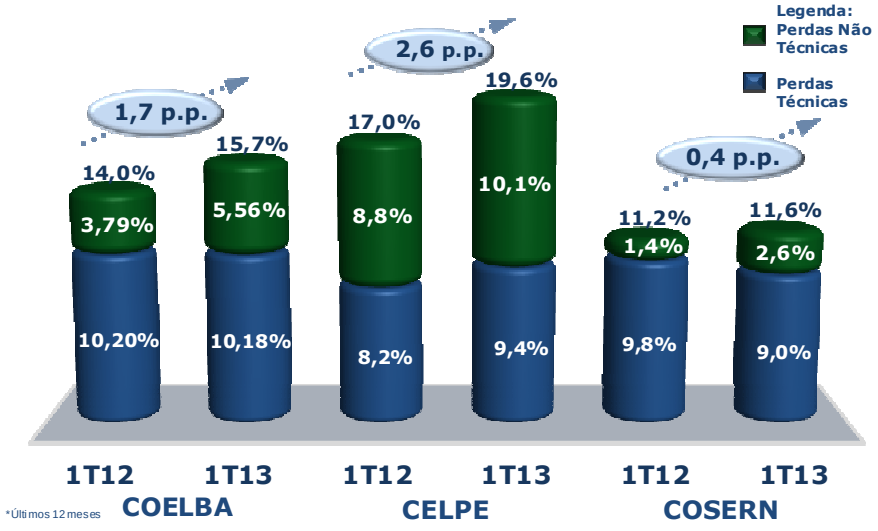


3.1.7 Índice de Perdas

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

As perdas de energia são acompanhadas pelas distribuidoras através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, seguem os índices das Distribuidoras do Grupo Neoenergia:

Índice de Perdas (%)



As distribuidoras do Grupo apresentaram aumento no índice de perdas em relação ao 1T13, motivado principalmente pelo aumento do número de consumidores, expansão da rede de distribuição, aumento da energia injetada no sistema e a redução do período retroativo dos processos de recuperação de perdas comerciais imposta pela Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL.

A Resolução apresentou novas regras e atualizou conceitos que interferem no relacionamento entre concessionárias e consumidores, ocasionando ajustes nos procedimentos comerciais e operacionais. Foram definidas novas regras de atendimento comercial, cobrança, prazos para execução de serviços, qualidade do atendimento, leitura, faturamento, irregularidades e outras.

As distribuidoras do grupo atuam fortemente no combate às perdas de energia e entre as ações desempenhadas, destacamos:

(i) Intensificação das inspeções a unidades consumidoras;

(ii) Acompanhamento dos clientes cortados;

(iii) Melhoria da Gestão do Processo de Faturamento;

(iv) Monitoramento e telemedição de unidades consumidoras do Grupo A;

(v) Continuidade da regularização de unidades consumidoras clandestinas;

(vi) Acompanhamento e apuração do consumo de Iluminação Pública;

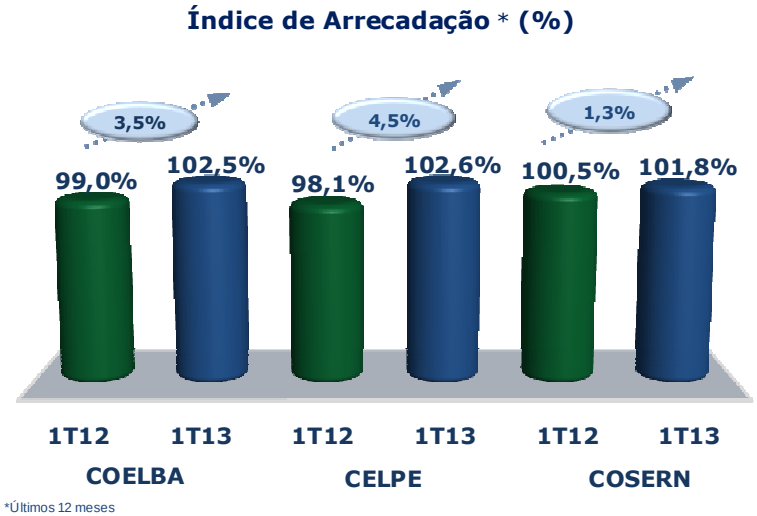
(vii) Substituição de equipamentos de medição, com equipes de inspeção e de enlace;

(viii) Implantação telemedições em consumidores atendidas em média tensão; e,

(ix) Operação de blindagem de unidades com consumo relevante (clientes com medição em alta tensão ou com medição indireta) e unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes.

3.1.8 Arrecadação

O Índice de Arrecadação mede a evolução da arrecadação em função do faturamento vencido até o período. Neste sentido, cabe ressaltar a influência direta das ações de cobrança que interfere no comportamento de pagamento das classes de consumo e, consequentemente, na composição deste indicador. Seguem abaixo os índices das distribuidoras do grupo no 1T13 e seu comportamento em relação ao 1T12:



O resultado obtido no 1T13 no índice de arrecadação nas Distribuidoras foi consequência principalmente da política de cobrança com foco: na atuação da dívida de menor risco de recebimento (vencidas até 180 dias), na redução do prazo de parcelamento de 24 para 12 meses e no aumento do volume das operações de cobranças, onde podemos destacar:

i. Inclusões em órgãos restritivos de proteção ao crédito (SPC e Serasa);

ii. Cobrança de sinal na realização dos planos de parcelamentos;

iii. Diminuição do prazo médio de parcelas dos planos de parcelamento

iv. Cobrança por mensagem de voz (URA);

v. Cobrança por SMS;

vi. Cobranças domiciliares;

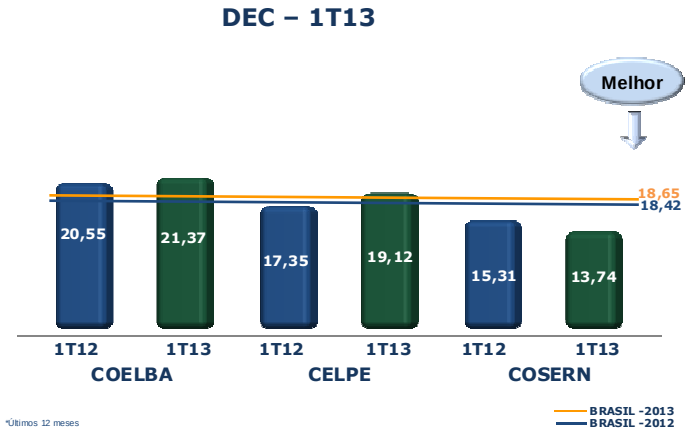
vii. Suspensões de fornecimento de energia.

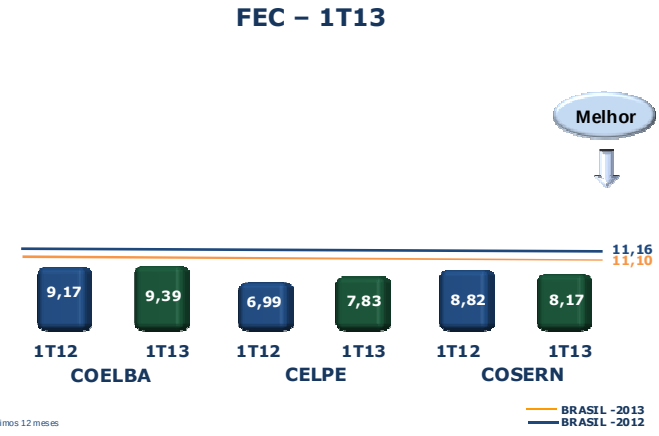
3.1.9 Indicadores de Qualidade

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

No 1T13 o DEC da COELBA e CELPE no 1T13, ficaram acima da media nacional, devido aos impactos das intempéries climáticas que atingiram a região Nordeste ao longo do período. Enquanto que o FEC nas Distribuidoras do Grupo ficou abaixo da média nacional.

Os indicadores das três distribuidoras do grupo, assim como os resultados apurado no Brasil, são comparados a seguir:





Fontes: ANEEL - DEC e FEC Apurado em 2012 - Referência Brasil.

3.2 GERAÇÃO

O quadro a seguir apresenta os ativos de geração do Grupo NEOENERGIA:

Geração em Operação	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada [2]	Energia Assegurada	Data da Concessão	
					Autorização	Vencimento
COELBA						
Belmonte	Termelétrica - UTE	Belmonte - BA	1,5 MW	Emergencial	29/08/05	Indeterminado
Ilha Grande	Termelétrica - UTE	Camamu - BA	1,7 MW	1,2 MW	08/08/97	07/08/27
CELPE						
Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	Fernando de Noronha - PE	4,08 MW		21/12/89	21/12/19
AFLUENTE G						
Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - UHE	Rio das Fêmeas - BA	10,65 MW	9,0 MW	06/08/97	08/08/27
Presidente Goulart	Hidrelétrica - UHE	Rio Corrente - BA	8 MW	7,22 MW	08/08/97	07/08/27
ITAPEBI						
Itapebi	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	462,011 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
TERMOPE						
Termope	Termelétrica - UTE	Ipojuca - PE	532,72 MW	504,12 MW	18/12/00	17/12/30
TERMOAÇU						
Termoaçu	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	368,00 MW	331 MW	09/07/01	08/07/31
RIO PCH I						
Pedra do Garrafão	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ/ES	19 MW	11,91 MW	18/12/02	17/12/32
Pirapetinga	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ/ES	20 MW	12,71 MW	18/02/02	17/12/32
GERAÇÃO CIII						
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,4 MW	50,9 MW	07/11/01	06/11/36
BAGUARI I						
Baguari	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,00 MW	80,02 MW	15/08/06	14/08/41
BAHIA PCH I						
Sítio Grande	Hidrelétrica - PCH	Rio da Fêmeas - BA	25 MW	19,62 MW	10/12/99	09/12/29
GOIÁS SUL						
Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	21 MW	12,37 MW	18/02/04	17/04/34
Goiandira	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	27 MW	17,09 MW	18/12/02	17/12/32
ENERGYWORKS [1]						
Kaiser Jacareí	Termelétrica - UTE	Av. Pres.Humberto de Alencar - SP	10,4 MW	7,9 MW [1]	26/08/98	30/11/13
Kaiser Pacatuba	Termelétrica - UTE	Rodoviária Ceará - CE	5,6 MW	2,9 MW [1]	29/01/98	30/04/13
Corn Mogi	Termelétrica - UTE	Rua Paula Bueno - SP	34,9 MW	30,0 MW [1]	09/03/11	31/03/23
Corn Balsa	Termelétrica - UTE	Rua Francisco Manuel da Cruz - PR	10,7 MW	8,7 MW [1]	09/03/11	30/11/22
Brahma Rio	Termelétrica - UTE	Antiga estrada Rio São Paulo - RJ	14,7 MW	11,6 MW [1]	14/12/99	22/08/14
Capuava Energy	Termelétrica - UTE	- Capuava SP	18,0 MW	12,0 MW [1]	16/11/99	07/06/20
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA						
Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	03/07/07	02/07/42
PARQUES EÓLICOS						
Mel 2	Eólica - UEE	Areia Branca - RN	20 MW	9,8 MW	24/02/11	24/02/46

[1] Energia garantida

[2]Capacidade Instalada da Usina

Geração em Construção	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
					Autorização	Vencimento
BELO MONTE PARTICIPÇÕES						
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233 MW	4.571 MW	26/08/10	26/08/45
GERAÇÃO CÉU AZUL						
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350 MW	172,8 MW	35 anos a partir da assinatura	
PARQUES EÓLICOS						
Arizona 01	Eólica - UEE	Rio do Fogo - RN	28 MW	12,9 MW	03/03/11	03/03/46
Caetité 1	Eólica - UEE	Caetité - BA	30 MW	13,3 MW	16/10/12	16/10/42
Caetité 2	Eólica - UEE	Caetité - BA	30 MW	11,2 MW	04/02/11	04/02/46
Caetité 3	Eólica - UEE	Caetité - BA	30 MW	11,2 MW	23/02/11	23/02/46
Calango 1	Eólica - UEE	Bodó, Santano do Matos, Lagoa Nova	30 MW	13,9 MW	26/04/11	26/04/46
Calango 2	Eólica - UEE	Bodó, Santano do Matos, Lagoa Nova	30 MW	11,9 MW	06/05/11	06/05/46
Calango 3	Eólica - UEE	Bodó, Santano do Matos, Lagoa Nova	30 MW	13,0 MW	26/05/11	26/05/46
Calango 4	Eólica - UEE	Bodó, Santano do Matos, Lagoa Nova	30 MW	12,8 MW	18/05/11	18/05/46
Calango 5	Eólica - UEE	Bodó, Santano do Matos, Lagoa Nova	30 MW	13,7 MW	01/06/11	01/06/46
TELES PIRES						
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,8 MW	915,4 MW	07/06/11	06/06/46

(*) Em 09 de junho de 2009, a ANEEL publicou os Despachos 2160 e 2161 aprovando ampliação da potência instalada das PCHs Pirapetinga e Pedra do Garrafão de 16,5 MW para 19 MW e de 15,7MW para 20MW respectivamente.

3.2.1 Usinas em Operação

UHE ALTO FÊMEAS e UHE PRESIDENTE GOULART – AFLUENTE G

A AFLUENTE G, empresa controlada pela NEOENERGIA com 87,8% do seu capital, é proprietária das UHEs ALTO FÊMEAS e PRESIDENTE GOULART.

A UHE ALTO FÊMEAS, localizada no Rio das Fêmeas, no município de São Desidério, estado da Bahia, gera energia elétrica através de três unidades geradoras com capacidade nominal total de 10,65 MW e 9,0 MW médios de garantia física.

A UHE PRESIDENTE GOULART, localizada no Rio Corrente, no município de Correntina, estado da Bahia, gera energia elétrica através de duas unidades geradoras com capacidade nominal total de 8 MW.

De acordo com a Portaria MME nº 58, de 30 de julho de 2012, as UHEs Presidente Goulart e Alto Fêmeas tiveram redução de garantia física a partir de 1º de janeiro de 2013 para 7,2MW e 8,55 MW médios respectivamente.

Os novos valores da garantia física de energia serão considerados para fins de alocação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e para verificação do lastro dos respectivos Contratos de Venda de Energia.

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

No primeiro trimestre de 2013, as UHEs Alto Fêmeas e Presidente Goulart produziram em conjunto 33.721 MWh (15,61 MW médios).

UHE ITAPEBI

A ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S/A foi constituída em fevereiro de 1998 com o objetivo de construir e operar a UHE ITAPEBI, localizada no Rio Jequitinhonha, município de Itapebi, nas divisas dos estados da Bahia e Minas Gerais.

A ANEEL, através do Despacho Nº 3.095 de 4 de outubro de 2012, registrou uma nova Potência Instalada para a UHE Itapebi passando de 450MW para 462,011 MW.

A UHE ITAPEBI possui garantia física de 1.877.268 MWh/ano. Desde 05/02/2003, quando teve início a sua operação, toda a energia gerada pela usina está vinculada ao contrato de fornecimento firmado com a COELBA, vigente até 2017.

Nos três primeiros meses de 2013, foi gerado o montante de 188.697 MWh (87,4MW médios) . O índice de disponibilidade acumulado da usina foi de 100%.

Os acionistas da empresa são NEOENERGIA (42%), IBERDROLA (22,6%), Banco do Brasil Investimentos (19%) e Carteira Livre I Fundo de Investimentos em Ações (16,4%).

UTE TERMOPERNAMBUCO

A Usina Termelétrica TERMOPERNAMBUCO, com 100% de participação da NEOENERGIA, localizada no Complexo Industrial e Portuário de Governador Eraldo Gueiros (SUAPE), no município de Ipojuca, estado de Pernambuco, iniciou sua operação em 15 de maio de 2004. A usina possui três turbinas em ciclo combinado, sendo duas a gás natural e uma a vapor.

No primeiro trimestre de 2013 a TERMOPERNAMBUCO acumulou um total de geração de 944.054 MWh. O índice de disponibilidade da usina acumulado no primeiro trimestre de 2013 foi de 82,5%.

UTE TERMOAÇU

A NEOENERGIA, em parceria com a Petrobras, opera desde setembro de 2008 a Usina Termelétrica TERMOAÇU, localizada no município de Alto do Rodrigues, estado do Rio Grande do Norte.

Com capacidade instalada de 332.72 MW, esta usina tem em sua configuração duas turbinas a gás natural que produzem energia para atender às distribuidoras COELBA e COSERN. Além da energia elétrica, esta termoelétrica produz 610 t/h de vapor, que é utilizado pela Petrobras para injeção contínua em seus poços de petróleo, elevando a produtividade.

Os acionistas da TERMOAÇU são Neoenergia (23,1%) e Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (76,9%).

PCH PIRAPETINGA e PCH PEDRA DO GARRAFÃO – RIO PCH I

A Sociedade de Propósito Específico (SPE) Rio PCH I, controlada pela Neoenergia (70%) em parceria com a Performance Participações (30%), foi constituída para construir e operar as Pequenas Centrais Hidrelétricas de PIRAPETINGA (20 MW) e PEDRA DO GARRAFÃO (19 MW), que estão localizadas no Rio Itabapoana, divisa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

As PCH´s PIRAPETINGA e PEDRA DO GARRAFÃO entraram em operação em agosto de 2009 e setembro de 2009, respectivamente. Ambas hidrelétricas estão comercializando sua energia com um *pool* de 30 distribuidoras, inclusive COELBA, CELPE e COSERN, através de Contratos de Comercialização celebrados no Ambiente de Contratação Regulado – CCEAR.

Em 14/01/2010, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria n.º 01, estabelecendo os novos montantes de garantia física para as PCH´s PIRAPETINGA e PEDRA DO GARRAFÃO: 12,71 MW médios e 11,91 MW médios respectivamente. Isto representa uma energia adicional total para a RIO PCH I de 1,8 MW médios. Essa energia extra está sendo comercializada no Ambiente de Comercialização Livre – ACL.

As PCHs Pirapetinga e Pedra do Garrafão tiveram índices de disponibilidades acumulados até março de 2013 de 96,5% e 84,7% respectivamente. No primeiro trimestre de 2013, a Rio PCH I gerou 48.873 MWh (22,63 MW médios).

UHE BAGUARI I

O Consórcio UHE BAGUARI, do qual fazem parte Neoenergia (51%), CEMIG Geração e Transmissão (34%) e Furnas (15%), foi o responsável pela construção da Usina Hidrelétrica BAGUARI, que possui capacidade instalada de 140 MW. A UHE, localizada no Rio Doce, estado de Minas Gerais, iniciou sua operação comercial em outubro de 2009.

A garantia física da usina (80,02 MW médios) é comercializada com um *pool* de distribuidoras, por meio de leilão celebrado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Em abril de 2012 a Unidade Geradora 3 da UHE Baguari voltou a operar após um período de 13 meses de paralisação devido ao sinistro ocorrido no dia 11 de março de 2011.

No primeiro trimestre de 2013, a UHE Baguari acumulou um total de geração de 175.081 MWh. O índice de disponibilidade da usina acumulado no primeiro trimestre de 2013 foi de 99,0%.

UHE CORUMBÁ III

A UHE CORUMBÁ III, situada no Rio Corumbá, estado de Goiás, iniciou a operação comercial da primeira unidade geradora em outubro de 2009 e a segunda em janeiro de 2010. A usina tem sua garantia física igual a 50,9 MW médios, comercializada através de um contrato firmado com a Companhia Energética de Brasília – CEB, com vigência até 2036.

A ANEEL, através do despacho nº 2.759 de 4 de setembro de 2012, registrou uma nova Potência Instalada para a UHE Corumbá III passando de 93,6 MW para 96,447 MW.

A Usina foi construída pelo Consórcio Empreendedor CORUMBÁ III, através da SPE GERAÇÃO CIII, que tem como sócio a Neoenergia, e da SPE ENERGÉTICA CORUMBÁ III, pertencente a Companhia Energética de Goiás – CELG, a CEB e a GERAÇÃO CIII.

Nos três primeiros meses de 2013, foi gerado o montante de 87.404 MWh. O índice de disponibilidade acumulado da usina, até março de 2013, foi de 99,9%.

PCH NOVA AURORA e PCH GOIANDIRA – GOIÁS SUL

A Sociedade de Propósito Específico - SPE Goiás Sul, controlada pela Neoenergia, foi criada para construir e operar as Pequenas Centrais Hidrelétricas de Nova Aurora e Goiandira, que têm, respectivamente, 21 MW e 27 MW de capacidade instalada e estão localizadas no Rio Veríssimo, entre os municípios de Nova Aurora e Goiandira, estado de Goiás.

A PCH Nova Aurora é composta por 2 máquinas Francis Verticais de 10,5 MW cada uma. A primeira unidade geradora entrou em operação comercial em janeiro de 2011 e a segunda entrou em operação em abril de 2011.

A PCH Goiandira é composta por 2 máquinas Francis Verticais de 13,5 MW cada uma e entraram em operação em novembro e dezembro de 2010.

A garantia física das PCH´s – 12,37 MW médios para NOVA AURORA e 17,09 MW médios para GOIANDIRA – está sendo comercializada com um pool de distribuidoras no Brasil, por meio de Contratos de Comercialização de Energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulado – CCEAR.

Até março de 2013, as PCHs de Goiás Sul geraram em conjunto o total de 57.396 MWh. O índice de disponibilidade acumulado neste período foi de 98,7% para a PCH Goiandira e de 99,2% da PCH Nova Aurora.

PCH SÍTIO GRANDE – BAHIA PCH I

A PCH SÍTIO GRANDE foi construída no Rio das Fêmeas, município de São Desidério, estado da Bahia, e tem potência instalada de 25 MW com garantia física de 19,62 MW médios. Toda energia produzida pela PCH é comercializada com a Vale. Para construção e operação desta PCH, a NEOENERGIA constituiu uma nova controlada, a SPE BAHIA PCH I.

No primeiro trimestre de 2013, a PCH Sítio Grande produziu 39.476 MWh (18,3MW médios).O índice de disponibilidade da usina acumulado nos primeiros três meses de 2013 foi de 99,7%

UHE DARDANELOS – ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA

Para construção da UHE DARDANELOS foi constituída a SPE Energética ÁGUAS DA PEDRA S.A., da qual são sócios: NEOENERGIA (51%), Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte (24,5%) e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF (24,5%).

A UHE DARDANELOS está localizada no Rio Aripuanã, município de Aripuanã, estado do Mato Grosso. A usina tem capacidade nominal de 261 MW e um reservatório de 0,24 km². A UHE DARDANELOS entrou em operação em agosto de 2011 e sua garantia física de 154,9 MW médios foi contratada por um pool de 24 distribuidoras em leilão.

No primeiro trimestre de 2013, a UHE produziu 456.464 MWh (211,3MW médios). O índice de disponibilidade da usina acumulado no período foi de 91,2%.

ENERGYWORKS

A Energyworks, com 100% de participação da NEOENERGIA, é proprietária de cinco centrais de cogeração de energia a gás natural instaladas em unidades industriais de seus clientes, para os quais fornece energia elétrica e vapor através de contratos de longo prazo. A Energyworks possui também 100% da participação da Capuava Energy, empresa que possui uma central que produz energia elétrica a partir de vapor de alta pressão recebido da Braskem. As seis centrais possuem capacidade instalada total de 93,3 MW energia elétrica e 405 ton/h de vapor, instaladas na Corn Products do Brasil (Mogi Guaçu – SP e Balsa Nova – PR), AmBev (Rio de Janeiro – RJ), Heineken (Jacareí – SP e Pacatuba – CE) e Braskem (Santo André – SP).

PARQUES EÓLICOS

Conforme melhor detalhado no item 3.2.2 a seguir, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas em conjunto com a Iberdrola Renovables e a Iberdrola Renováveis do Brasil, e tem hoje no seu portfólio de geração de energia 10 Parques Eólicos situados na Bahia e no Rio Grande do Norte.

Em 19 de fevereiro de 2013, o Parque Eólico de Mel 2 entrou em operação comercial. Ele localiza-se no estado do Rio Grande do Norte, possui 20 MW de potência, 10 aerogeradores e já está vendendo sua energia para um pool de 14 distribuidoras.

3.2.2 Novos Investimentos em Geração

O Grupo NEOENERGIA vem investindo bastante em geração nos últimos anos e pretende continuar investindo. O gráfico a seguir, demonstra que a expansão da capacidade instalada atingirá 4.087 MW até 2019, com base nos empreendimentos já conquistados.

Expansão da Capacidade Instalada



Nota: A capacidade instalada demonstrada acima é calculada com base na participação da NEOENERGIA e de seus sócios majoritários em cada projeto. Foram considerados os nove parques eólicos adquiridos no 2º Leilão de Fontes Alternativas da ANEEL e o Parque Eólico que será construído para venda de energia no ACL.

Apresentamos a seguir os novos investimentos em geração de energia do Grupo. Todos os projetos se encontram em fase pré-operacional e, por isso, não dispõem de dados para análise de seu desempenho econômico-financeiro:

PARQUES EÓLICOS

Em agosto de 2010, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renovables e a Iberdrola Renováveis do Brasil, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, os contratos de venda de energia de nove parques eólicos com capacidade instalada total de 258 MW. Em julho de 2011, a Iberdrola Renováveis do Brasil adquiriu a participação acionária da Iberdrola Renovables, ficando portanto com 50% do capital da Força Eólica do Brasil, empresa controladora dos parques eólicos.

Os parques eólicos estão na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola Renováveis, a Neoenergia, construirá na Bahia seu décimo Parque Eólico, Caetité 1, com capacidade de 30 MW, totalizando 288 MW de capacidade instalada em eólicas. Ao todo, serão 288 MW de capacidade instalada e 124,6 MW médios de garantia física, sendo 122,5 MW médios já contratados por um *pool* de 14 distribuidoras cada, com previsão de entrada em operação em 2013.

No ano de 2012, foi contratado financiamento com o BNDES no montante de R$ 767,7 MM para a construção dos 10 parques – 5 na modalidade direta e 5 na modalidade através de repasse através do Banco do Brasil. Do montante contratado, ainda em 2012 foram liberados R$ 397,8 MM.

Em 19 de fevereiro de 2013, o Parque Eólico de Mel 2 entrou em operação comercial. Em março, os Parques Eólicos Caetité 2 e Caetité 3 tiveram suas obras concluídas, e foi solicitado o Despacho de "APTO A OPERAÇÃO COMERCIAL" a ANEEL. Em função do atraso do sistema de transmissão, esses empreendimentos não poderão iniciar o estado operacional de imediato.

UHE BAIXO IGUAÇU

Em setembro de 2008 a NEOENERGIA, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul, arrematou a concessão para construção e exploração da Usina Hidrelétrica de BAIXO IGUAÇU no 7º Leilão de Energia Nova A-5 organizado pela

ANEEL. A UHE será construída no Rio Iguaçu, estado do Paraná, e terá capacidade instalada de 350 MW e 172,8 MW médios de garantia física.

A UHE BAIXO IGUAÇU foi arrematada pela NEOENERGIA com preço ofertado de R$ 99,00/MWh, o que representou um deságio de 19,5% em relação ao preço de referência de R$ 123,00/MWh estipulado pela ANEEL para este leilão. A usina fornecerá 121 MW médios no mercado regulado e 47 MW médios serão comercializados no mercado livre. Em agosto de 2012 foi assinado o contrato de concessão e a previsão de entrada em operação comercial é 2016.

UHE TELES PIRES

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

A Companhia Hidrelétrica Teles Pires é a responsável pela implantação da hidrelétrica que terá capacidade instalada de 1.820 MW, energia firme de 915,4 MW médios e previsão de entrada em operação em setembro de 2014. Para financiar a construção do projeto, em Maio de 2012 realizou a emissão de debêntures no montante de R$ 650 MM e, em Setembro de 2012, firmou contratos de financiamento diretamente com o BNDES e através de repasse de seus recursos através do Banco do Brasil, no total de R$ 2.400 MM, do qual R$ 758,1 MM já foram liberados. Em junho de 2011 foi assinado o contrato de concessão e a previsão de entrada em operação comercial é de abril de 2015.

UHE BELO MONTE

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

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

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

3.3 COMERCIALIZAÇÃO

NC ENERGIA

A NC ENERGIA comercializou, no 1º Trimestre de 2013, cerca de 530 MW médios, onde aproximadamente 20% desse volume é decorrente de fontes incentivadas, através de contratos de curto e longo prazo realizados com consumidores livres, consumidores especiais e demais agentes de mercado. Neste trimestre houve uma queda no volume transacionado, pois ainda não haviam sido iniciadas as compras para a reposição de lastro para Termope. Além disso, ocorreu uma queda de 9 pontos percentuais nas transações de fontes incentivadas, decorrente da entressafra de biomassa, que representa para o portfólio da NC Energia um dos principais fornecedores de energia incentivada.

3.4 TRANSMISSÃO

3.4.1 Em Operação

AFLUENTE T

A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. atua no setor de transmissão de energia elétrica, possuindo ativos em 07 subestações na tensão de 230 KV, com potência instalada de 600MVA e 445 km de Linhas de Transmissão em 230 e 138KV. Todos os ativos de transmissão da Companhia estão localizados no Estado da Bahia.

Em atendimento à Resolução da ANEEL nº 2.920 de 31 de maio/2011, a Afluente Transmissão de Energia Elétrica implantará até agosto/2013 os reforços autorizados nas instalações de transmissão da Afluente T.

As obras em andamento são: LT 230 kV Governador Mangabeira/ Tomba – C2, complementação do circuito na SE Governador Mangabeira; LT 230 kV Camaçari II/Pólo – CD, remanejamento para a SE Camaçari IV; subestação Camaçari IV: instalação de dois módulos de entrada de linha 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves, para os dois circuitos remanejados da SE Camaçari II; e acréscimo de Infraestrutura de Módulo Geral pela instalação dos dois módulos de entrada de linha 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves.

Em 31 de julho de 2012, foi publicada a Resolução Autorizativa: nº 3.619, autorizando a Afluente T a implantar reforços com previsão de conclusão em maio/14, conforme especificações a seguir:

- Alteração da tensão de operação da Linha de Transmissão Funil – Poções de 138 kV para 230 kV, seu reencabeçamento na subestação Funil, e seu reencabeçamento da subestação Poções para a nova subestação Poções II, originando o trecho em 230 kV Funil – Poções II.

- Subestação Poções II - Instalação de uma EL em 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves, para a LT 230 kV Funil – Poções II e adequação do módulo de infraestrutura geral pela instalação de módulo de infraestrutura de manobra e de infraestrutura geral para acessante.

- Subestação Funil – Instalação de uma EL em 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves, para a LT 230 kV Funil – Poções II e adequação do módulo de infraestrutura geral pela instalação de módulo de infraestrutura de manobra e de infraestrutura geral para acessante.

A Resolução Autorizativa nº 4.000, de 19 de março de 2013, revisou os valores das parcelas da Receita Anual Permitida – RAP, a preços de 01/06/2012 para este reforço.

SE NARANDIBA S.A.

Em operação comercial desde 06/06/2011 a SE NARANDIBA com 200 MVA de Potência Instalada têm instalados dois Transformadores de 100 MVA - 230/ 69 kV foi construída com equipamentos de última Geração com a Instalação de uma GIS (Gas Insulated Switchgears) e PASS (Plug And Switch System).

Em 6 de dezembro de 2011, a ANEEL através da Resolução Autorizativa n° 3.230, autorizou a ampliação da subestação com a implantação do 3° Transformador com capacidade de 100 MVA. As obras estão em andamento e estão com término previsto para julho/2013.

3.4.2 Em implantação

SE EXTREMOZ II

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

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

Com larga experiência na implantação de subestações, a construção da subestação Extremoz II pela NARANDIBA S.A. irá proporcionar maior segurança e confiabilidade ao sistema na cidade de Natal, estado do Rio Grande do Norte. A construção deve gerar 237 empregos diretos e a entrada em operação comercial está prevista para novembro de 2013.

SE BRUMADO II

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

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

A subestação beneficiará a Região Sudoeste da Bahia, composta por 30 municípios, entre os quais se destacam, Brumado e Vitória da Conquista, ampliando a oferta e melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema elétrico regional. A obra está prevista para ser concluída em fevereiro de 2014.

SE NARANDIBA - AMPLIAÇÃO

A Neoenergia, em 06 de dezembro de 2011, foi autorizada através da Resolução Autorizativa nº 3.230, a executar a ampliação da Subestação Narandiba com o objetivo de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador, localizada no estado da Bahia.

Esses reforços possuem o seguinte escopo de fornecimento:

- 1 (um) Módulo de Conexão em 230 kV isolado a SF6 (GIS);

- 1 (um) Transformador Trifásico 230/69 kV - 100 MVA;

- 1 (um) Módulo de Conexão em 69 kV com isolação mista (GIS e AIS);

A obra está prevista para ser concluída em novembro de 2013.

SE CAMAÇARI IV

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

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

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

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

A obra está prevista para ser concluída em agosto de 2013.

SE FUNIL/POÇÕES II

A Neoenergia, em 31 de julho de 2012, foi autorizada através da Resolução Autorizativa nº 3.619, a realizar reforços nas seguintes instalações: Linha de Transmissão Funil - Poções; Subestação Poções II; Subestação Funil, localizadas no estado da Bahia.

Os reforços têm o seguinte escopo de fornecimento:

I - Alteração da tensão de operação da Linha de Transmissão Funil – Poções de 138 kV para 230 kV e seu reencabeçamento da subestação Poções para a nova subestação Poções II.

II – Subestação Poções II: 1 (um) Módulo de Entrada de Linha 230 kV.

II – Subestação Funil: 1 (um) Módulo de Entrada de Linha 230 kV.

A obra está prevista para ser concluída em maio de 2014.

3.5 OUTROS

NEOENERGIA SERVIÇOS

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

A NEOSERV atua na prestação de serviços de atendimento e arrecadação de faturas às distribuidoras CELPE e COSERN. Além disso, o seu portfólio inclui a prestação de serviços de arrecadação de empresas de água, telefonia e cobrança bancária.

NEOENERGIA INVESTIMENTOS

A Neoenergia Investimentos foi constituída em abril de 2007 com objetivo principal de atuar na exploração de bens e serviços de energia elétrica, inclusive nas áreas de comercialização, transmissão e geração, adquirir e alienar bens e direitos de terceiros, bem como serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, realizar estudos de inventário e viabilidade de potenciais hidráulicos, desenvolvimento de projeto de aproveitamentos hidrelétricos, elaborar projeto técnico na área de energia e correlatos, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e exercer outras atividades afins e correlatas ao seu objeto social.

Atualmente, a NeoInvest possui participação nas seguintes empresas do Grupo Neonergia: Baguari I, Bahia PCHI, Belo Monte Participações, Capuava, Energyworks e Goiás Sul.

GARTER

A GARTER Properties Inc. foi constituída em 1997, como subsidiária integral da COELBA, para viabilizar uma operação de financiamento externo. Em março de 2006, a COELBA, através do processo de desverticalização determinado pela ANEEL, transferiu o controle da GARTER para a NEOENERGIA S.A.

4. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

A demonstração contábil intermediária consolidada da Companhia relativa aos três meses findos em 31 de março de 2013 foi elaborada e está apresentada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A Companhia em conformidade com a Deliberação CVM nº 694 de 2012, que determinou a aplicação do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto para o exercício iniciados a partir de 01 de janeiro de 2013. O normativo prevê que os empreendimentos com controle conjunto devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial e não mais consolidadas proporcionalmente. Essa mudança acarretou alterações nas demonstrações contábeis intermediárias originalmente apresentadas do primeiro trimestre de 2012.

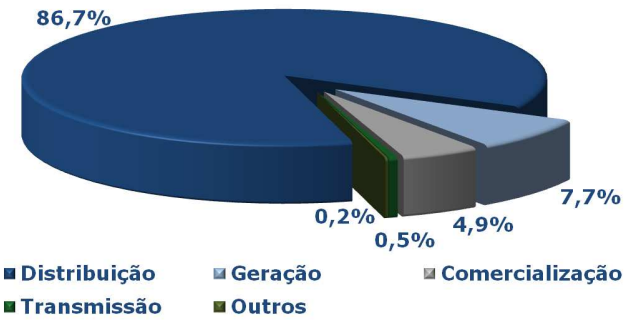
4.1 RECEITA BRUTA (+)

No período do 1T13 o Grupo NEOENERGIA apresentou crescimento de 0,8% (R$ 28 milhões) na Receita Operacional Bruta consolidada, em comparação com 1T12, alcançando o montante de R$ 3.768 bilhões, dos quais 86,7% corresponderam ao segmento de distribuição, 7,7% geração, 4,9% comercialização, 0,5 % transmissão e 0,2% outros.

Receita Bruta – 1T13 (R$ milhões)



Contribuição para Receita Bruta – 1T13



Os principais fatores que influenciaram na variação da Receita Bruta do 1T13 em relação ao 1T12 foram:

- Crescimento na COELBA de outras receitas no montante de R$ 10.340 mil (+65,8%), em decorrência, principalmente, da receita com ressarcimento de energia no valor total de R$ 9.907 mil.

- Crescimento na COSERN de outras receitas no montante de R$ 8.193 mil, devido ao ressarcimento de energia que reverteu parte das despesas da parcela variável.

- Crescimento de 5,73% na COSERN no consumo de energia elétrica equivalente a 59.225 MWh em relação ao mesmo período de 2012, devido principalmente ao crescimento normal do mercado (consumidores x consumo x tarifa);

- Crescimento na COELBA Receita de construção em R$ 62.099 (+25,6%), e redução na CELPE e COSERN R$ 9.473 mil (13,2%) e R$ 427 mil (29,6%), respectivamente, que não produz efeito líquido no resultado da empresa devido a sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 – Contratos de Construção, que estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas aos contratos de construção;

- Crescimento de R$ 18 mihões (6,2%) nas Geradoras do Grupo, devido ao maior volume de energia comercializada;

- Crescimento de 59 milhões (42,5%) na NC Energia, motivado principalmente pelo maior volume de energia comercializado.

Parcialmente compensados por:

- Redução na COELBA e CELPE da receita com fornecimento de energia elétrica no montante de R$ 64.913 mil (-10,1%), R$ 26.200 mil (-6,2%) devido a Redução de tarifa de energia conforme Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e Resolução Homologatória nº. 1.429, de 24 de janeiro de 2013;

- Redução na CELPE e COSERN da receita de disponibilização do sistema de distribuição, de R$ 57.771 mil (9,3%) e R$ 23.040 (10,4%) , decorrente principalmente a retração no ritmo da migração de clientes para o ambiente de contratação livre no inicio do ano, em virtude do aumento do preço no mercado de curto prazo (PLD); e à redução do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, conforme Resolução Extraordinária Homologatória 1.418/2013;

4.2 DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (-)

As deduções da Receita Bruta no 1T13 foram de R$ 973 milhões, apresentando decréscimo de 15,40% (R$ 176 milhões) em relação ao 1T12, influenciado principalmente pelos seguintes fatores:

- Redução da receita operacional e consequentemente dos tributos incidentes sobre esta receita (PIS, COFINS, ISS e ICMS) em R$ 52 milhões (5,9%), observados nas empresas do Grupo;

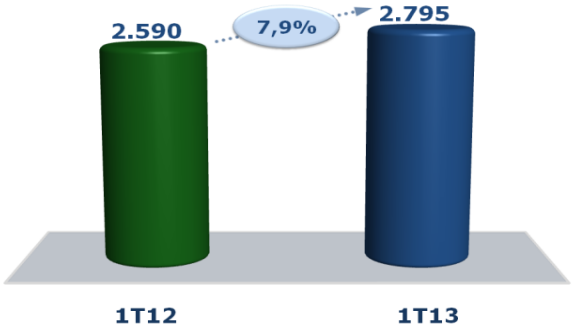
- Redução nas Distribuidoras do Grupo do encargo da quota de Reserva Global de Reversão- RGR no montante de R$ 12.038 mil (69,1%), R$ 5.739 mil (67,0%) R$ 2.021 (63,4%) em função da sua extinção através da lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 e Despacho Aneel nº 34 de 10 de janeiro de 2013;

- Redução nas Distribuidoras do Grupo no encargo Conta Consumo de Combustível – CCC no montante de R$ 40.024 mil (82,1%), R$ 30.074 mil (85,3%) e R$ 12.923 mil (83,5%), respectivamente, em função da sua extinção através da lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 e Resolução Homologatória da Aneel nº 1429, de 24 de janeiro de 2013.

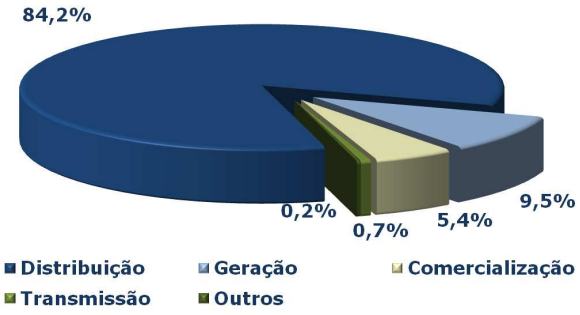
4.3 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (=)

No 1T13, a Receita Operacional Líquida foi de R$ 2,795 bilhões, apresentando crescimento de 7,9% (R$ 205 milhões) em relação ao período anterior. Do total apurado no 1T13, 84,2% refere-se à Distribuição, 9,5% a Geração, 5,4% a Comercialização, 0,7% a Transmissão e 0,2% Outros.

Receita Líquida (R$ milhões)



Contribuição para Receita Líquida – 1T13



4.4 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIÇÃO

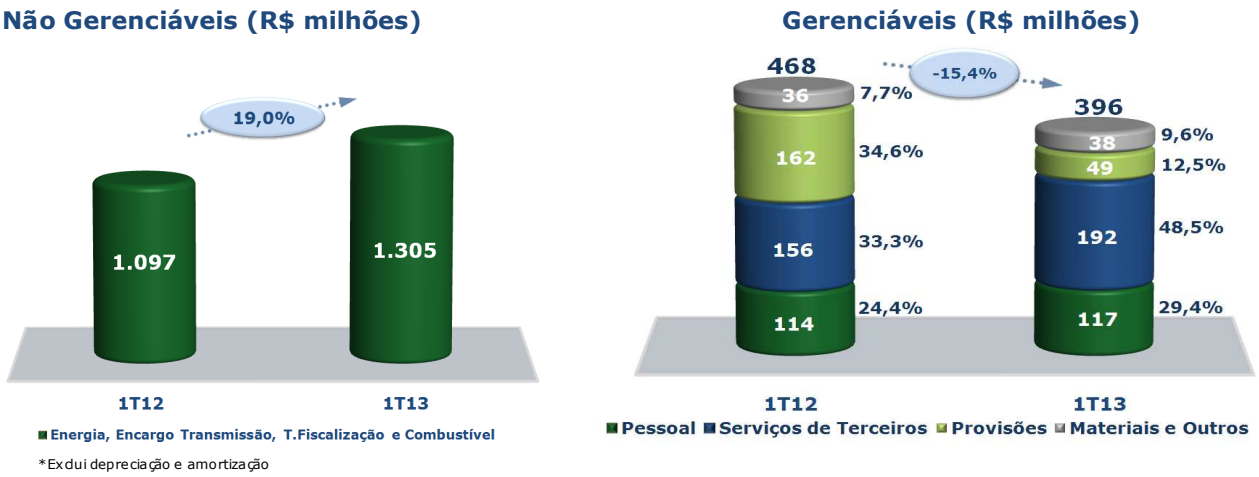
Os Custos e Despesas Operacionais da Distribuição (exceto depreciação/amortização) no 1T13 atingiu o montante de R$ 2,108 bilhões, apresentando crescimento de R$ 189 milhões (9,8%), em relação ao mesmo período do ano anterior, decorrente do aumento com despesas Não Gerenciáveis em R$ 208 milhões (19,0%) e de Construção R$ 53 milhões (15,0%) e a redução nas Gerenciáveis de R$ 72 milhões (15,4%).

Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)



*Exclui depreciação e amortização

4.4.1 CUSTOS E DESPESAS NÃO GERENCIÁVEIS E GERENCIÁVEIS DA DISTRIBUIÇÃO



As Despesas não Gerenciáveis das Distribuidoras do Grupo no 1T13 (exceto depreciação/amortização) representaram 76,7% do total dos custos (excluindo custo de construção) e aumentaram 19,0% em relação ao 1T12 (208 milhões).

Os principais fatores que influenciaram para este resultado foram:

- Crescimento na COELBA, CELPE e COSERN do custo com energia elétrica comprada para revenda no montante de R$ 49.388 mil (+ 10,2%), R$ 158.457 mil (44,1%) e R$ 70.568 mil (58,9%) devido ao aumento no volume de energia injetada de em decorrência do crescimento da energia requerida no fornecimento de energia elétrica. Além disso, deve considerar o fato da Operador Nacional do Sistema – NOS está despachando todas as Usinas Térmicas fora da ordem de mérito, visando a segurança do sistema.

- Parcialmente compensada pela redução na COELBA do custo com encargos de uso do sistema de transmissão no montante de R$ 35.921 (- 53,1%), devido à redução da energia transportada pela rede, bem como a redução das tarifas de uso conforme Medida Provisória 579/2012 e lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

No 1T13, os Custos e Despesas Gerenciáveis (exceto depreciação/amortização) das Distribuidoras representaram 23,3% do total dos custos e despesas operacionais (excluindo custo de construção) reduziram 15,4% (R$ 72 milhões) em relação ao 1T12. Os principais fatores que influenciaram para essa redução foram:

- Redução das provisões líquidas – PCLD na COELBA e CELPE no montante de R$ 51.802 mil (74,0%) R$ 61.075 mil (67,4%), em decorrência da política de cobrança adotada com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança.

Parcialmente compensados por:

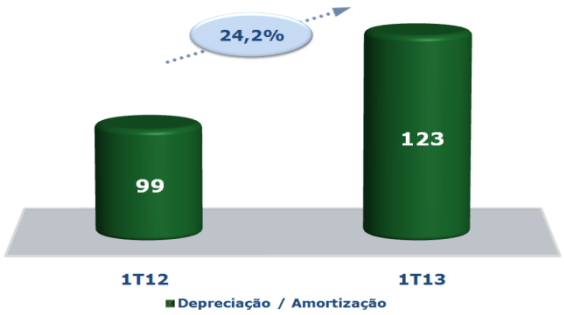
- Crescimento na COELBA da despesa com pessoal e administradores no montante de R$ 9.288 mil (+16,8%), em decorrência, principalmente de transferência de ordens em curso e reajuste salarial do dissídio coletivo a partir de novembro de 2012 com impacto nas rubricas de remunerações, encargos sociais, férias, 13º salário, dentre outros;

- Crescimento na COELBA da despesa com serviços de terceiros no montante de R$ 29.095 mil (+35,8%), devido, principalmente a: (i) reajuste dos serviços; (ii) aumento no volume de serviços realizados com manutenção corretiva, manutenção preventiva do sistema elétrico e manutenção de linha viva;

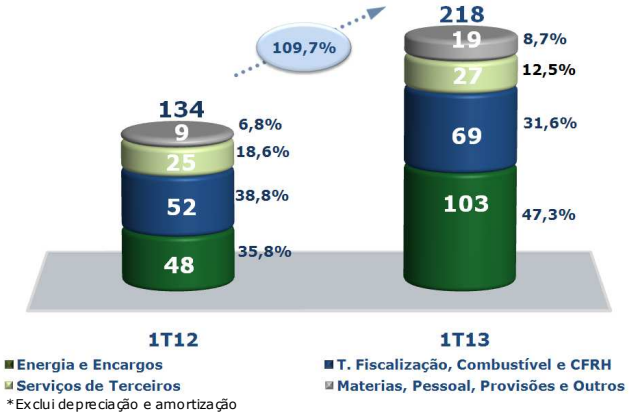
No 1T13 a Despesa de Construção das Distribuidoras, obteve crescimento de R$ 53 milhões (15,0%) em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao volume de incremento em investimentos. O que não produz efeito liquido no resultado, conforme comentado no item 4.1 deste relatório.

4.4.2 DEPRECIAÇÃO / AMORTIZAÇÃO

No 1T13, a conta depreciação/amortização apresentou crescimento de 24,2% (R$ 24 milhões) em relação ao 1T12.



4.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DA GERAÇÃO



Os custos e despesas operacionais da Geração (exceto depreciação/amortização), no 1T13 tiveram aumento 109,7% (R$ 147 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, motivado principalmente pelo crescimento no custo de energia comprada para revenda em relação ao mesmo período do ano anterior e pelo alto valor da PLD – Preço de Liquidação das Diferenças médio, conforme demonstrado abaixo:

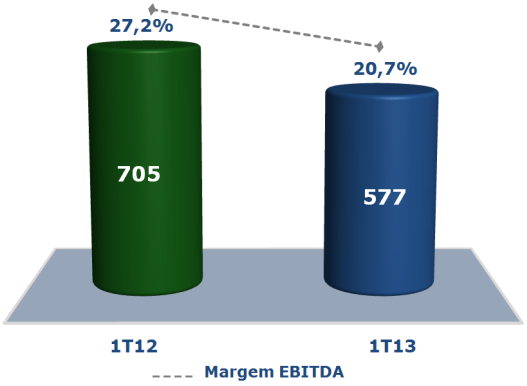
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças		
Mês	**1T12**	**1T13**
Janeiro	R$ 411,86	R$ 18,03
Fevereiro	R$ 213,57	R$ 31,62
Março	R$ 339,80	R$ 117,05

4.6 EBITDA E MARGEM EBITDA

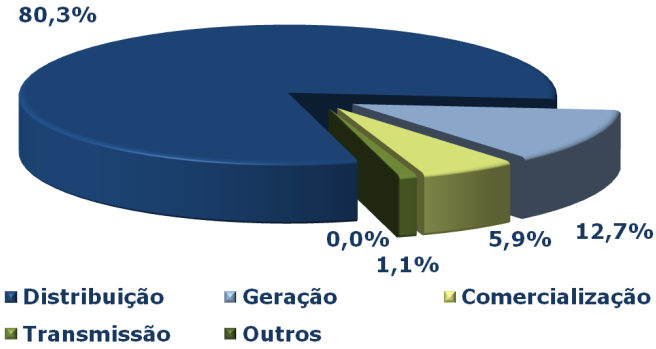
O Grupo apurou no 1T13 o EBITDA de R$ 577 bilhões com redução de 18,2% (R$ 128 milhões) em relação ao 1T12. A margem EBITDA encerrou 1T13 com 20,7%, apresentando decréscimo de 6,5 p.p. em relação a 1T12. Do total do EBITDA 71,5% corresponde ao segmento de Distribuição, 12,6% Geração, 5,9% Comercialização, 1,1% Transmissão e 0,2% Outros.

A redução do EBITDA foi motivada principalmente pelo crescimento dos custos e despesas operacionais (excluindo de depreciação e amortização) em R$ 309 milhões (16,3%), ter sido superior ao da Receita Operacional Bruta Liquida que foi de R$ 28 milhões (0,7%), decorrente dos fatores comentados nos itens 4.1 e 4.4.1 deste relatório.

EBITDA (R$ milhões) e Margem EBITDA (%)



Contribuição para o EBITDA – 1T13



4.7 RESULTADO FINANCEIRO

O Resultado Financeiro do Grupo NEOENERGIA no 1T13 (excluindo os juros sobre capital próprio) foi negativo em R$ 19 milhões, apresentando variação de 11,7% (R$ 2.562 mil) em relação ao mesmo período de 2011. Este desempenho foi decorrente da redução da despesa financeira em R$ 23.578 mil (9,3%) ter sido superior ao da receita financeira que foi de R$ 21.016 mil (9,0%). Os principais fatores que contribuíram para esse resultado foram:

Na COELBA:

- Redução da receita de aplicações financeiras em R$ 1.126 mil, devido à redução do saldo medido de disponibilidades e ao decréscimo do indicador de correção das aplicações (CDI) em relação ao período anterior;

- Redução de Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidas), em R$ 7.321 mil, justificado pela queda da despesa com encargos de dívida em função de um menor volume de captações de recursos para investimento de distribuição da Companhia. No primeiro trimestre de 2013 ocorreram ingressos no montante de R$ 9.730 mil e no mesmo período de 2012 ocorreram ingressos no montante de R$ 18.308 mil;

- Aumento de outras receitas (despesas) financeiras líquidas em R$ 25.969, devido á apropriação da Receita Financeira da Concessão em 2013. No primeiro trimestre de 2012, foram realizados débitos financeiros oriundos da implantação do Sistema Comercial CCS, fato que não ocorreu em 2013;

Na CELPE:

- Renda de aplicações financeiras que apresentou redução de R$ 3.736 mil, devido principalmente à redução do saldo medido de disponibilidades, aplicações dadas como garantia e ao decréscimo do indicador de correção das aplicações (CDI) em relação ao período anterior;

- Juros, comissões e acréscimo moratório de energia que apresentou redução de R$ 3.285 mil, devido principalmente à redução do parcelamento;

- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou crescimento de R$ 10.501 mil, devido basicamente pela queda da despesa com encargos de dívida em função de um menor volume de captações de recursos para de investimento de distribuição da Companhia e à redução da taxa de juros (CDI e TJLP) vinculada ao endividamento da companhia;

Na COSERN:

- Decréscimo de R$ 2.271mil em Renda de aplicações financeiras justificado pela redução do volume aplicado e redução do CDI nesse período que sofreu uma variação negativa de 34,3% em relação ao período anterior.

- Acréscimo de R$ 7.072 mil em Encargos, variação monetária, variação cambial e swap (líquidas) devido principalmente a: registro da receita financeira da concessão; e atualização monetária dos contratos de parcelamento em função dos índices de atualização dos contratos, IPCA e IGPM, serem superiores aos do período anterior.

Na TERMOPE:

- Redução de R$ 1.390 mil (63,9%) de aplicação financeira em função da disponibilidade de caixa;

- Redução de R$ 3.280 mil (30,1%) nos encargos da dívida devido à redução do passivo de empréstimos e debêntures.

Resultado Financeiro R$ mil	1T12	1T13	Var.
Receita Financeira	**232.314**	**211.298**	**-9,0%**
Renda de aplicações financeiras	103.896	66.190	-36,3%
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	47.720	44.822	-6,1%
Variação monetária	21.995	26.023	18,3%
Variação cambial	28.415	30.398	7,0%
Operações Swap	20.445	20.599	0,8%
Receita Financeira da Concessão	0	18.357	-
Outras receitas financeiras	9.843	4.909	-50,1%
Despesa Financeira	**-254.250**	**-230.672**	**-9,3%**
Encargos de dívida	-125.224	-100.378	-19,8%
Variação monetária	-33.804	-29.877	-11,6%
Variação cambial	-19.137	-17.827	-6,8%
Operações swap	-36.108	-43.898	21,6%
Multas regulatórias	-18045	-21.119	17,0%
Outras despesas financeiras	-21.932	-17.573	-19,9%
Receita (Despesa) Financeira Líquida (Antes de JSCP*)	**-21.936**	**-19.374**	**-11,7%**

* JSCP - Juros Sobre Capital Próprio

4.8 IMPOSTO SOBRE RESULTADO (INCENTIVO FISCAL DE IMPOSTO DE RENDA – SUDENE)

A legislação do imposto de renda possibilita as empresas situadas na região Nordeste do Brasil e que atuam no setor de infraestrutura reduzir o valor do imposto de renda devido, visando investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada. O percentual de redução do imposto de renda atualmente é de 75% segundo o Decreto n° 3.000, de 26/03/1999.

Os valores decorrentes deste benefício só devem ser utilizados pelas companhias para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízo contábil. Sendo assim, o Lucro Líquido que servirá de base para futuras distribuições de JSCP e dividendos é o Lucro Líquido Contábil reduzido do Benefício Fiscal.

No quadro a seguir é apresentado o impacto do Incentivo Fiscal SUDENE (ex ADENE) no Lucro Líquido das Controladas da NEOENERGIA que receberam este benefício:

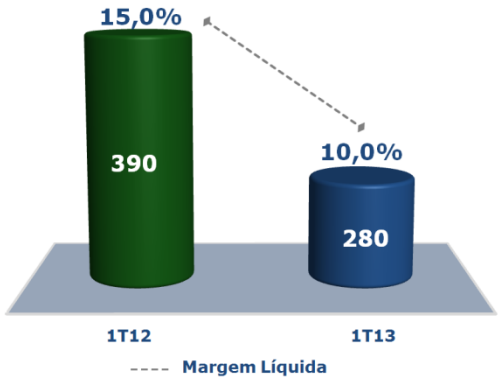
Empresas Controladas	Lucro Líquido (R$ milhões) 1T12		Lucro Líquido (R$ milhões) 1T13		Variação 1T13/1T12 %	
	Com Incentivo	Sem Incentivo	Com Incentivo	Sem Incentivo	Com Incentivo	Sem Incentivo
COELBA	163,2	130,9	211,2	158,9	29,4%	21,3%
CELPE	50,9	40,1	21,1	16,9	-58,6%	-57,8%
COSERN	69,3	57,7	34,9	0,2	-49,6%	-99,6%
ITAPEBI	42,6	32,9	0,2	7,1	-99,6%	-78,5%
TERMOPE	19,3	15,7	(6,8)	(6,8)	-135,3%	-143,5%
TOTAL	**345,3**	**277,3**	**260,6**	**176,2**	**-24,5%**	**-36,4%**

4.9 LUCRO LÍQUIDO

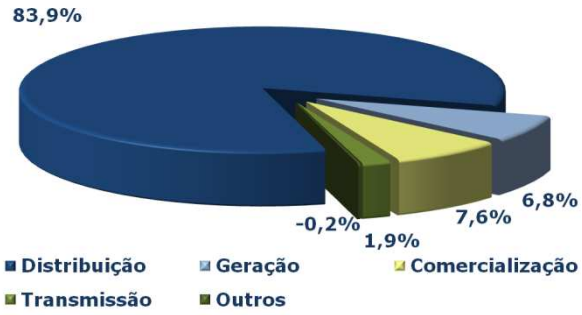
No 1T13 o Lucro Líquido alcançado foi de R$ 280 milhões, 28,21% (R$ 110 milhões) inferior ao apurado no 1T12. A margem líquida diminuiu em 5,0 p.p. em relação ao mesmo trimestre de 2012. Do total do lucro apurado no 1T13, 83,9% corresponde a Distribuição, 6,8% a Geração, 7,6% a Comercialização, 1,9% Transmissão e -0,2% Outros.

A variação apresentada no Lucro Líquido foi motivada principalmente pelo aumento dos custos e despesas operacionais conforme comentado no item 4.4.

Lucro Líquido (R$ milhões) e Margem Líquida (%)



Contribuição para o Lucro Líquido – 1T13



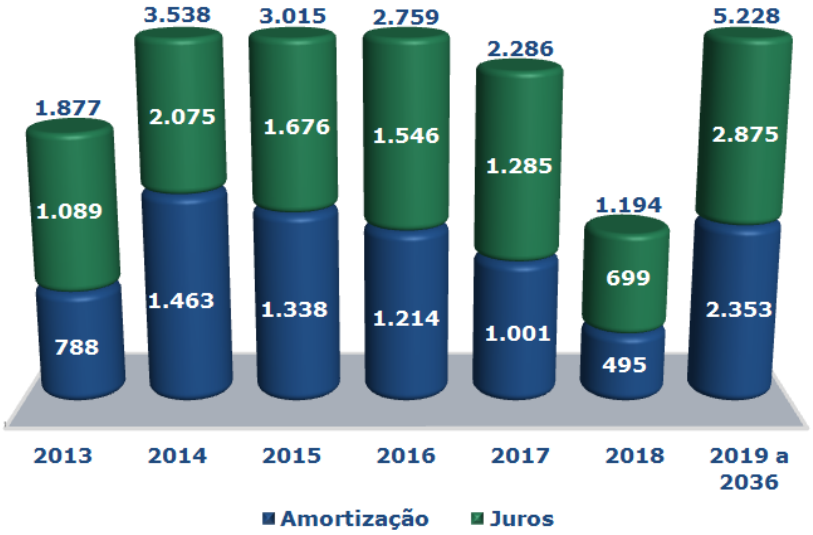
5. ESTRUTURA DE CAPITAL

5.1 PERFIL DA DÍVIDA

De acordo com sua Política Financeira, o Grupo NEOENERGIA busca permanentemente o alongamento e a redução do custo da sua dívida. O valor do endividamento total refere-se às dívidas de suas subsidiárias. Em março de 2013, o Grupo contava com 82,6% da dívida contabilizada no longo prazo e 17,4% no curto prazo.

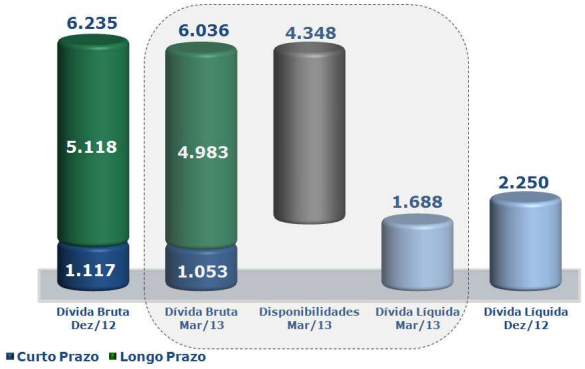
Em março de 2013 a dívida bruta consolidada do Grupo NEOENERGIA, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi 6,036 bilhões (dívida líquida R$1,688 Bilhão) apresentando redução de 3,23% (R$199 milhões) em relação a dezembro de 2012.

Cronograma de Vencimento da Dívida (R$ milhões)

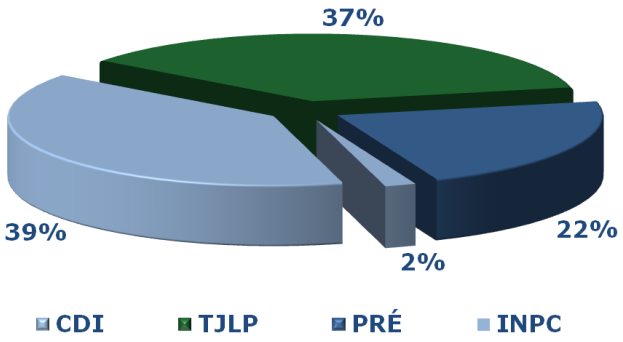


Nota: Considera a participação da Neoenergia nas empresas.

Evolução da Dívida (R$ milhões)



Endividamento por Indexador (%)



CAPTAÇÕES DE RECURSOS NO PERÍODO:

COELBA

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – A Companhia recebeu R$ 9.730 mil para financiamentos de investimentos realizados em 2012, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.10.89.1, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009, outubro de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012.

CELPE

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: a Companhia recebeu o volume de R$ 6.520 mil do BNDES para financiar parte dos investimentos realizados em 2012, provenientes do contrato de financiamento nº 08.2.1089.1 assinado em março de 2009 e aditado em março e agosto de 2010 e março e novembro de 2011 e agosto de 2012.

Eletrobrás: A Companhia recebeu R$ 579 mil da Eletrobrás para custear a recuperação do seu sistema elétrico, proveniente do contrato de financiamento assinado em outubro de 2010. O contrato tem vencimento em dezembro de

2017, será amortizado em 60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2013, com custo de 7% a.a. e juros pagos mensalmente.

COSERN

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – A Companhia recebeu em março de 2013 o montante de R$ 922 mil para financiamento dos investimentos realizados em 2011 e 2012, provenientes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº. 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em outubro de 2010, março, maio, novembro de 2011 e agosto de 2012.

TERMOPE

Em 28 de fevereiro de 2013, a Companhia registrou em série única a emissão de 9.000 debêntures simples, todas nominativas e escriturais não conversíveis em ações. O valor nominal unitário é de R$ 10, totalizando o volume de R$ 90.000. A remuneração é realizada por CDI + 0,57% ao ano e será paga semestralmente, sendo o primeiro pagamento no dia 28 de agosto de 2013 e o último no dia 28 de agosto de 2016. Adicionalmente, a valor nominal unitário das debêntures será amortizado em 2 (duas) parcelas iguais, semestrais e consecutivas, após o período de carência de 2 (dois) anos contados a partir da data de emissão, sendo a primeira parcela paga em 28 de agosto de 2015 e a segunda parcela paga na Data do Vencimento. As debêntures são simples, não conversíveis em ações de emissão.

5.2 RATING

Em 03 de abril de 2012, a Standard & Poor´s Ratings Services reafirmou os *ratings* de crédito corporativo atribuídos à NEOENERGIA S.A. e às suas controladas COEBA, CELPE e COSERN `BBB-` na Escala Global e `brAAA`na e Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmou os *ratings* de emissão atribuídos à Termopernambuco S.A. e Itapebi S.A. `brAA+` com base na garantia incondicional e irrevogável da NEOENERGIA, empresa controladora.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos *ratings* de créditos corporativos atribuídos à NEOENERGIA e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras, desde 2007:

Rating Corporativo	2007	2008	2009	2010		2011		2012	
	NACIONAL			NACIONAL	GLOBAL	NACIONAL	GLOBAL	NACIONA	GLOBAL
NEOENERGIA	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	A+	AA-	AA-	AA+	BB+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (2ª Emissão de Debêntures)	AA-	AA	AA	AA+		AA+		AA+	
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável		Estável		Estável	
TERMOPE (Debêntures)	A+	AA	AA	AA+		AA+		AA+	
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável		Estável		Estável	

Fonte: *Standard & Poor's* 03/04/2012.

6. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia acumula investimentos no Brasil, desde 1997, da ordem de R$ 24,941 bilhões em temos nominais, sendo R$ 4,964 bilhões em aquisição de empresas, R$ 13,699 bilhões em investimento em distribuição, R$ 6,189 bilhões em geração, R$ 61,7 milhões em transmissão e R$ 27,8 milhões em outros investimentos.

No período do 1T13, os investimentos atingiram o montante de R$ 879,5 milhões. As Distribuidoras investiram R$ 408,9, milhões (dos quais R$ 13,9 milhões inerentes a subvenção), as Geradoras R$ 466,6 milhões, as Transmissoras

R$ 3,6 milhões e demais segmentos R$ 0,4 milhões. Além dos recursos próprios e subvenções, as empresas captaram recursos junto a bancos de fomento e mercado de capitais.

Os recursos aplicados neste período foram destinados à ampliação da rede de distribuição de energia elétrica, melhoria na qualidade do serviço. Em geração no reconhecimento principalmente das perdas em ações de desapropriação na Goiás Sul e Rio PCH I, na reforma das turbinas de Termopernambuco e benfeitorias na Afluente Transmissão.

R$ Milhões

Aquisição de Empresas / Ações	1997 a 2008	2009	2010	2011	2012	2013 *
COELBA	2.151,9					
CELPE	1.956,2					
COSERN	825,4					
Outros	30,4					
Total Investimentos	**4.963,8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Investimentos em Distribuição	**1997 a 2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013 ***
COELBA	4.536,3	804,7	976,6	1.046,6	1.406,5	311,0
Subvenção	*1.096,0*	*231,4*	*361,0*	*151,9*	*169,3*	*13,9*
CELPE	1.815,8	255,2	229,3	330,7	513,0	64,4
Subvenção	*142,7*	*10,2*	*-*	*-*	*-*	*-*
COSERN	784,9	131,4	142,7	141,7	174,5	33,5
Subvenção	*80,4*	*1,7*	*-*	*1,0*	*-*	*-*
Total Investimentos Distribuição	**7.137,0**	**1.191,4**	**1.348,5**	**1.519,0**	**2.094,1**	**408,9**
Investimentos em Geração	**1997 a 2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013 ***
AFLUENTE G	59,7	-	8,3	2,0	0,9	-
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	129,0	179,2	112,9	44,0	1,7	-
BAGUARI I	76,0	73,4	7,5	0,3	19,3	-
BAHIA PCH I	45,1	69,1	72,4	8,7	2,4	0,2
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES				98,0	-	-
CAPUAVA				0,2	0,0	-
ENERGÉTICA CORUMBAR III				19,0	-	-
ENERGYWORKS				176,1	0,8	-
EÓLICAS				6,9	225,3	45,7
GERAÇÃO CÉU AZUL		2,1	6,0	2,6	19,0	2,8
GERAÇÃO CIII	165,1	43,1	5,0	2,4	8,4	0,4
GOIÁS SUL	61,1	95,5	50,6	8,2	7,6	8,8
ITAPEBI	737,2	1,2	-	3,5	8,1	0,8
NORTE ENERGIA				254,2	444,4	-
RIO PCH I	53,3	46,3	4,9	3,4	2,4	11,6
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES				174,7	393,9	393,9
TERMOAÇU	522,0	-	-	-	-	-
TERMOPE	1.085,9	0,6	-	14,0	58,4	2,4
Total Investimentos Geração	**2.934,4**	**510,5**	**267,6**	**818,2**	**1.192,6**	**466,6**
Investimentos em Transmissão	**1997 a 2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013 ***
AFLUENTE T				4,3	3,1	3,6
SE NARANDIBA		31,5	-	7,4	11,8	-
Investimentos em Transmissão	**-**	**31,5**	**-**	**11,7**	**14,9**	**3,6**
Investimentos em Outros	**1997 a 2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013 ***
NEOSERV				1,4	2,2	-
NEOINVEST	9,6	-	-	11,0	3,2	0,4
Investimentos em Outros	**9,6**	**-**	**-**	**12,4**	**5,4**	**0,4**
Total Investimentos	**15.044,8**	**1.733,4**	**1.616,1**	**2.361,3**	**3.306,9**	**879,5**

* Posição Acumulada até 31/03/2013.

6.1 PROGRAMA LUZ PARA TODOS

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

A COELBA faz hoje a gestão do maior programa de eletrificação rural do país com investimentos superiores a R$ 3,17 bilhões e participação financeira da Companhia, do Governo Estadual e do Governo Federal.

O número de ligações efetuadas nas três distribuidoras no período de 2009 a 31 de março de 2013 está demonstrado a seguir:

PROGRAMA LUZ PARA TODOS	CONSOLIDADO	COELBA	CELPE	COSERN
Ligações Previstas pelo Programa	683.470	516.104	114.841	52.525
Ligações executadas até 2009	*520.575*	*353.209*	*114.841*	*52.525*
Ligações executadas em 2010	*75.637*	*75.637*		
Ligações executadas em 2011	*39.888*	*39.888*		
Ligações executadas em 2012	*26.726*	*26.726*		
Ligações executadas Até Março 2013	*5.632*	*5.632*		
Total de ligações executadas	**668.458**	**501.092**	**114.841**	**52.525**
Em execução	**15.012**	**15.012**	**-**	**-**

7. EVENTOS SUBSEQUENTES

NEOENERGIA

Em maio de 2013 a NEOENERGIA conquistou o Lote G do leilão de transmissão de energia promovido pela Aneel. A linha adquirida pela Neoenergia tem 196 km de extensão e liga a Subestação Campina Grande III, no Rio Grande do Norte, à Subestação Ceara Mirim II, na Paraíba. Esta é a primeira linha de transmissão de 500 kV (quilovolts) arrematada pelo Grupo Neoenergia, que já contava com 450 km de linhas de transmissão de 230 kv (quilovolts).

COELBA

Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.511 de 16 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 19 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em -6,06%, sendo -5,91% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -0,15% relativos aos componentes financeiros pertinentes, o que corresponde a um efeito médio de -7,92% a ser percebido pelos consumidores cativos.

As novas tarifas entrarão em vigor a partir do dia 22 de abril de 2013 com vigência até 21 de abril de 2014.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reposicionamento médio de -4,03%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, a redução média foi de -9,90%.

Os índices aprovados pela ANEEL incidem nas tarifas já reduzidas de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária anunciada em 24 de janeiro de 2013, conforme dispõe a Lei nº 12.873/2013.

CELPE

Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.519 de 23 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em 0,18%, sendo 1,60% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -1,42% relativos aos componentes financeiros pertinentes, o que

corresponde a um efeito médio de 1,32% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entrarão em vigor a partir do dia 29 de abril de 2013 com vigência até 28 de abril de 2014.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reposicionamento médio de 0,19%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residenciais e baixa renda, o efeito médio foi de 1,97%.

Os índices aprovados pela ANEEL incidem nas tarifas já reduzidas de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária anunciada em 24 de janeiro de 2013, conforme dispõe a Lei nº 12.873/2013.

COSERN

Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 1.512, de 16 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União de 19 de abril de 2013, fixou em 3,86% o índice médio da revisão tarifária periódica para a Companhia, sendo 4,11% relativos a revisão tarifária periódica e -0,25% aos componentes financeiros.

O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 4,91%, sendo 3,84% para os atendidos em baixa tensão (residências e outros) e 7,33% para os de alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande porte). As tarifas homologadas pela ANEEL estarão em vigor no período de 22 de abril de 2013 a 21 de abril de 2014.

ANEXO I - BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

NEOENERGIA - CONSOLIDADO		
ATIVO R$ mil	**31.12.2012**	**31.03.2013**
Circulante	**6.721.314**	**6.818.103**
Caixa e equivalentes de caixa	3.770.684	3.839.346
Contas a receber de clientes e outros	2.056.384	1.776.055
Títulos e Valores Mobiliários	182.063	138.556
Impostos e Contribuições a recuperar	452.546	448.752
Estoques	24.648	23.934
Recursos CDE	-	335.262
Entidade de Previdência Privada	10.351	7.628
Serviços em curso	68.071	71.227
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	34.699	35.968
Outros ativos circulantes	108.109	112.409
Não Circulante	**14.855.950**	**15.257.927**
Contas a receber de clientes e outros	582.295	549.818
Títulos e Valores Mobiliários	32.315	34.851
Partes Relacionadas	1.920	2.202
Impostos e contribuições sociais diferidos	676.708	695.576
Entidade de Previdência Privada	18.172	35.330
Investimentos em coligadas e controladas	1.047.713	1.149.604
Outros investimentos	19.333	19.281
Imobilizado	2.669.550	2.672.940
Intangível	6.718.634	6.772.273
ATIVO TOTAL	**21.577.264**	**22.076.030**

ANEXO I - BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

NEOENERGIA - CONSOLIDADO		
PASSIVO R$ mil	**31.12.2012**	**31.03.2013**
Circulante	**3.295.258**	**3.600.130**
Fornecedores	1.047.609	1.317.474
Empréstimos e financiamentos	680.184	729.046
Debêntures	436.551	323.837
Salários e encargos a pagar	93.075	101.136
Taxas regulamentares	97.681	86.735
Impostos e Contribuições a recolher	392.489	411.247
Dividendos e Juros sobre capital proprio	190.658	189.347
Provisões	65.698	97.775
Entidade de Previdência Privada	16.298	15.044
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	2.974	2.974
Não Circulante	**6.004.357**	**5.861.484**
Fornecedores	66.435	67.733
Empréstimos e financiamentos	4.333.428	4.157.016
Debêntures	784.726	826.460
Taxas regulamentares	53.129	42.481
Impostos e Contribuições a recolher	10.219	10.755
Impostos e contribuições sociais diferidos	6.537	8.162
Provisões	308.449	317.318
Entidade de Previdência Privada	349.109	351.808
Partes Relacionadas	-	723
Outros passivos não circulantes	70.931	57.457
Participação de Minoritários	**831.815**	**879.003**
Patrimônio Líquido	**11.445.834**	**11.735.413**
Capital Social	4.739.025	4.739.025
Reservas de Capital	2.288	2.288
Reservas de Lucro	6.770.844	6.770.844
Outros resultados abrangentes	-37.783	-27.947
Proposta de Distribuição de dividendos adicional	14.598	14.598
Lucro/Prejuízo acumulado	-43.138	236.605
PASSIVO TOTAL	**21.577.264**	**22.076.030**

ANEXO II - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

NEOENERGIA			
R$ mil	Consolidado		
	1T12	1T13	Var. %
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	**3.739.675**	**3.767.741**	**0,8%**
Deduções da Receita Bruta	-1.149.307	-972.663	-15,4%
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	**2.590.368**	**2.795.078**	**7,9%**
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.612.684	-2.044.615	26,8%
Lucro Operacional Bruto	**977.684**	**750.463**	**-23,2%**
Despesas com Vendas	-283.088	-163.518	-42,2%
Despesas Gerais e Administrativas	-120.154	-138.789	15,5%
Resultado de Participações	-17.763	-19.433	9,4%
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Impostos	**556.679**	**428.723**	**-23,0%**
Receita Financeira	232.314	211.298	-9,0%
Despesa Financeira	-254.250	-230.672	-9,3%
Lucro Antes dos Impostos	**534.743**	**409.349**	**-23,4%**
Imposto de Renda e Contribuição Social	-81.554	-83.689	2,6%
Lucro Antes das Participações Minoritárias	**453.189**	**325.660**	**-28,1%**
Participações Minoritárias	-63.492	-45.917	-27,7%
Lucro Líquido do Exercício	**389.697**	**279.743**	**-28,2%**

ANEXO III - DESTAQUES FINANCEIROS POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

Distribuição

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	COELBA			CELPE			COSERN		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	1.912,0	1.923,6	0,6%	1.170,1	1.122,1	-4,1%	459,2	461,1	0,4%
Receita Operacional Líquida - ROL	1.340,5	1.438,5	7,3%	782,3	821,3	5,0%	316,8	331,1	4,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	263,9	283,3	7,3%	77,8	41,8	-46,3%	79,9	35,7	-55,3%
EBITDA	334,5	353,8	5,8%	115,9	79,9	-31,1%	94,0	49,8	-47,0%
Resultado Financeiro	(68,1)	(34,6)	-49,2%	(16,8)	(15,0)	-10,8%	2,0	0,0	-99,7%
Margem EBTIDA (%)	24,9%	24,6%	-0,3pp	14,8%	9,7%	-5,1pp	29,7%	15,0%	-14,7pp
Lucro Líquido	163,2	211,2	29,4%	50,9	21,1	-58,6%	69,3	34,9	-49,6%

Comercialização

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	NC ENERGIA		
	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	138,7	197,6	42,5%
Receita Operacional Líquida - ROL	112,7	165,3	46,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	24,3	35,1	44,4%
EBITDA	24,4	35,2	44,3%
Resultado Financeiro	1,7	1,4	-19,3%
Margem EBTIDA (%)	21,6%	21,3%	-0,3 pp
Lucro Líquido	17,9	24,1	34,7%

Transmissão

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	SE NARANDIBA			AFLUENTE T		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	1,5	10,2	587,1%	8,5	12,0	40,8%
Receita Operacional Líquida - ROL	1,4	10,1	608,6%	7,0	10,7	52,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	1,2	1,8	45,0%	4,7	4,5	-3,3%
EBITDA	1,2	1,8	45,0%	4,7	4,5	-3,3%
Resultado Financeiro	(0,6)	(0,3)	-54,1%	0,9	0,6	-39,2%
Margem EBTIDA (%)	86,4%	17,7%	-68,7 pp	67,0%	42,4%	-24,6 pp
Lucro Líquido	0,6	1,4	145,7%	5,0	4,6	-7,9%

Outros

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	NEOSERV			GARTER			NEOINVEST		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	7,0	7,2	2,6%	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Receita Operacional Líquida - ROL	6,2	6,2	0,0%	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Resultado do Serviço (EBIT)	1,6	1,2	-22,1%	0,0	0,0	-	(0,0)	(1,3)	4560,7%
EBITDA	1,6	1,3	-21,4%	0,0	0,0	-	(0,0)	(1,3)	4560,7%
Resultado Financeiro	(0,1)	(0,1)	0,0%	0,0	0,0	-	0,0	0,1	1080,0%
Margem EBTIDA (%)	26,1%	20,5%	-5,6 pp	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-
Lucro Líquido	0,9	0,7	-25,8%	0,0	0,0	-	(0,0)	(1,2)	8528,6%

Geração em Operação

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	ITAPEBI			TERMOPE			AFLUENTE G		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	81,1	80,7	-0,6%	137,1	151,7	10,6%	6,0	5,8	-3,7%
Receita Operacional Líquida - ROL	77,2	76,9	-0,4%	130,8	144,7	10,6%	5,6	5,5	-2,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	55,2	30,9	-44,1%	32,8	(2,0)	-106,2%	2,8	1,2	-57,9%
EBITDA	58,3	34,0	-41,7%	43,2	8,4	-80,7%	3,5	1,9	-46,1%
Resultado Financeiro	(2,4)	(1,7)	-31,5%	(9,5)	(8,3)	-12,8%	0,1	0,1	-39,7%
Margem EBTIDA (%)	75,5%	44,2%	-31,3 pp	33,1%	5,8%	-27,3 pp	62,5%	34,5%	-28,0 pp
Lucro Líquido	44,7	19,2	-57,1%	19,3	(6,8)	-135,3%	2,7	1,1	-61,2%

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	BAGUARI I			RIO PCH I			BAHIA PCH I		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	13,5	14,1	4,5%	8,9	9,3	5,2%	7,6	9,1	19,8%
Receita Operacional Líquida - ROL	12,1	12,6	4,4%	8,5	9,0	5,2%	7,3	8,8	19,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	8,3	3,8	-53,8%	5,6	4,7	-15,4%	4,9	3,6	-27,1%
EBITDA	9,5	5,1	-46,7%	6,9	6,1	-12,4%	6,3	4,9	-21,3%
Resultado Financeiro	(3,7)	(2,9)	-20,8%	(2,8)	(1,6)	-41,2%	1,4	(1,3)	-188,5%
Margem EBTIDA (%)	78,8%	40,2%	-38,6 pp	81,0%	67,5%	-13,5 pp	85,7%	56,3%	-29,4 pp
Lucro Líquido	3,9	0,6	-84,4%	2,4	2,7	11,9%	5,0	2,0	-59,7%

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	ENERG.ÁGUAS DA PEDRA			ENERGYWORKS			GOIÁS SUL		
	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	0,0	0,0	-	19,9	21,5	7,9%	8,6	8,8	1,5%
Receita Operacional Líquida - ROL	0,0	0,0	-	15,2	14,7	-3,3%	8,3	8,4	1,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	0,0	0,0	-	3,7	2,2	-42,1%	5,2	1,7	-66,5%
EBITDA	0,0	0,0	-	7,0	5,4	-22,5%	7,1	3,6	-48,9%
Resultado Financeiro	0,0	0,0	-	0,1	0,4	529,5%	(2,2)	(1,8)	-16,8%
Margem EBTIDA (%)	0,0%	0,0%	-	45,6%	36,6%	-9,0 pp	85,2%	42,9%	-42,3 pp
Lucro Líquido	0,0	0,0	-	3,4	2,1	-40,5%	2,7	(0,4)	-115,1%

Dados Econômico-Financeiros (R$ milhões)	GERAÇÃO CIII		
	1T12	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	11,9	12,2	2,4%
Receita Operacional Líquida - ROL	10,9	10,9	0,0%
Resultado do Serviço (EBIT)	4,6	4,6	0,0%
EBITDA	5,9	5,9	0,0%
Resultado Financeiro	(2,6)	(2,6)	0,0%
Margem EBTIDA (%)	53,9%	53,9%	0,00 pp
Lucro Líquido	1,3	1,3	0,0%